

Національний технічний університет України «Київський політехнічний  
інститут імені Ігоря Сікорського» МОН України

Національний технічний університет України «Київський політехнічний  
інститут імені Ігоря Сікорського» МОН України

Кваліфікаційна наукова праця  
на правах рукопису

**Капустянський Андрій Олександрович**


УДК 662.6/.9

**Дисертація**

**Підвищення енерго-екологічної ефективності котельних установок  
при спалюванні непроекtnих видів палива**

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за  
спеціальністю 05.14.06 – технічна теплофізика та промислова теплоенергетика

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей,  
результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

  
\_\_\_\_\_ А.О. Капустянський

Науковий керівник Варламов Геннадій Борисович д.т.н., проф.

Київ – 2018

## АНОТАЦІЯ

*Капустянський А.О.* Підвищення енерго-екологічної ефективності котельних установок при спалюванні непроекtnих видів палива. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.14.06 – технічна теплофізика та промислова теплоенергетика. – Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» МОН України, Київ, 2018.

Дисертація присвячена дослідженню впливу виду, якості і режимів спалювання непроекtnого вугілля на показники надійності і економічності роботи енергетичних котлів теплових електростанцій з розробкою відповідних заходів для забезпечення їх оптимальної роботи.

В роботі проаналізовано характерні показники діяльності, стан і перспективи вугільної теплоенергетики України. Розглянуто питання диверсифікації джерел постачання вугілля в контексті енергетичної безпеки. Досліджено зміни в структурі паливоспоживання тепловими електростанціями в результаті втрати контролю над частиною території України. Обґрунтовано, що на середньострокову перспективу пріоритетною для розвитку теплоенергетики України є модернізація пилувугільних енергетичних котлів на основі впровадження сучасних технологій спалювання з продовженням ресурсу їх роботи, поліпшенням енерго-екологічних показників, характеристик маневреності та розширенням паливної бази за рахунок непроекtnого вугілля.

Виконаний аналіз довів необхідність комплексного дослідження процесів спалювання непроекtnого вугілля і його сумішей з метою розроблення рекомендацій з підвищення енерго-екологічної ефективності роботи котлів.

Показана доцільність розробки та впровадження способів, що дозволять не тільки економити природний газ на підсвічування вугільного факелу, але й повністю переводити котли на непроекtnі, більш доступні види вугілля.

Шляхом аналітичних розрахунків було створено діаграми залежності теплоцінності високозольного антрациту від вмісту вологи та золи на робочий стан палива. Вони дозволяють перераховувати та вносити в енергетичні характеристики роботи котлів поправки на зміну якості вугілля, спрогнозувати та підготувати котельне устаткування для роботи з паливом непроектної якості для досягнення якнайкращих показників енергоефективності. Розроблені алгоритми розрахунку даних діаграм є універсальними і можуть використовуватись для будь-якого типу непроектного вугілля.

Для графічного визначення втрат теплоти з механічним недопалом від вмісту горючих елементів у золі виносу та зольності палива на суху масу розроблено номограму для антрациту підвищеної зольності. Вона дозволяє прогнозувати значення тепловтрат з механічним недопалом, відповідну зміну ККД котлів та оцінити можливість і економічність переходу на спалювання в котлі вугілля з непроектною підвищеною зольністю.

Експериментальні дослідження проводились для визначення ефективності роботи котлів при спалюванні непроектного твердого палива (НТП) та бінарних сумішей вугілля, додатково враховуючи зміну характеристик палива, динаміку перехідних процесів роботи котлів і введення в топку каталізатора горіння.

Досліди проводилось на котлах: ТПП-210А Трипільської ТЕС проектного паливо АШ, ТП-15 Дарницької ТЕЦ – АШ, БКЗ-160-100 Краматорської ТЕЦ – АШ, БКЗ-210-140 Чернігівської ТЕЦ – АШ, ЕП-670-140 (Болгарія) ТЕЦ «Марица Исток-2» – буре вугілля, ТГМ-84Б Чернігівської ТЕЦ – газ.

На підставі натурних випробувань і аналітичних розрахунків отримано графічні залежності і коефіцієнти пропорційності для обрахунків прогнозованих тепловтрат з відхідними газами та механічним недопалом при відхиленні калорійності та зольності вугілля від нормативних значень. Отримані коефіцієнти дозволяють розрахувати збитки, нанесені електростанції через перевитрату палива при спалюванні НТП, а розроблені алгоритми розрахунку є універсальними для всіх пиловугільних котлів. Введено поняття

коефіцієнта використання енергетичного потенціалу вугілля та досліджена його залежність від якості НТП.

Для нестационарних режимів роботи котлів проведено дослід з визначення впливу динаміки перехідних процесів і характеристик вугілля на вміст горючих елементів у золі виносу стосовно таких факторів: тривалості та кількості спалювання природного газу, зміни теплового навантаження котла, зміни режимних показників роботи, зміни тонини помолу і характеристик НТП. Отримано емпіричні залежності впливу вищевказаних показників, які можна використовувати на практиці для оперативного прогнозування очікуваного значення механічного недопалу.

На основі проведених експериментів доведено, що подача каталізатора в котел, шляхом його подачі в тракт первинного повітря, суттєво впливає з позитивним ефектом на параметри топкового процесу при спалюванні вугілля марок П (пісне) і АШ (антрацит) у всьому діапазоні робочих навантажень.

Для моделювання процесів спалювання сумішей антрациту і пісного вугілля, за умов наявності в результуючій суміші підвищеного виходу летких речовин та температури плавкості золи, розроблена методика та виконаний позонний тепловий розрахунок топки котла ТП-15.

Згідно методики було розроблено комп'ютерну програму в середовищі Microsoft Excel і розраховані 4 варіанти спалювання: 100% АШ, 100% П і 2 бінарні суміші АШ і П та отримані відповідні залежності температурних характеристик золи і теплового сприйняття поверхнями нагріву по визначених зонах топки.

Експериментальні дослідження спалювання бінарних сумішей П і АШ в котлі ТП-15 підтвердили з прийнятною збіжністю результати виконаного моделювання та дали можливість безпечного їх спалювання зі зниженням витрати природного газу на підсвічування  $\sim 1750 \text{ нм}^3/\text{год}$  (60 % від значення при спалюванні лише АШ) при збереженні умов рідкого шлаковидалення.

Додатково на котлі ТП-15 проведено випробування при спалюванні суміші вугілля марки П з леткою золою АШ, яка покращила характеристики

витікання тугоплавкої золи вугілля П без збільшення витрати газу на підсвічування факелу.

За результатами досліджень бінарних сумішей П і ПАР (вугілля Південно-Африканської Республіки) доведена можливість експлуатації котлів ТПП-210А з безпечним та економічним їх спалюванням без конструктивних змін систем пилоприготування і підсвічування факела у всьому регульовальному діапазоні навантажень.

Отримані результати доводять, що характеристики горіння пиловугільного факелу (температурний режим в топці, витрата газу на підсвічування, ступінь вигорання палива) будь-якої бінарної суміші подібні характеристикам факелу з вищою реакційною здатністю, забезпечуючи наявність синергетичного ефекту в процесах спалювання вугільних сумішей.

Шляхом проведення аналогії з калорійністю отримано формули та розраховано її ексергетичні еквіваленти для різних видів палива.

На основі лінійного програмування розроблена нова методика визначення економічності роботи котлів шляхом складання і розрахунків розширених енергетичних матриць.

При складанні енергетичних матриць враховано не тільки кількість використаних ресурсів але й спрямованість роботи котла на конденсаційний чи теплофікаційний режим. Тому даний метод енергетичних матриць є універсальним для розрахунків ефективності роботи будь-якого котельного агрегату на різних видах палива.

Для аналізу роботи котлів (зміни ККД, перевитрати палива та ін.) методом об'єктно-орієнтованої мови програмування С# була розроблена програма з процедурами розрахунків за методиками зворотного теплового балансу та енергетичних матриць з можливістю додавання каталізатору.

Для спалювання вугілля газової групи в антрацитових котлах розроблено спосіб, що дозволяє за рахунок присадок холодного повітря і відпрацьованого сушильного агенту забезпечити роботу пилосистем та котла на газовому вугіллі згідно з нормативними вимогами без використання в якості сушильного агенту

димових газів замість гарячого повітря. Це підтверджує можливість маловитратного переведення антрацитових котлів на спалювання газового вугілля у стислі терміни.

Також було розроблено універсальний спосіб інтенсифікації спалювання НТП, в основі якого поставлено завдання чіткої відповідності між витратою теплоносія, палива, повітря, правильним місцем подачі каталізатора горіння в тракт первинного повітря та його дозуванням в чіткій залежності від витрати, якості палива та недопалу. Завдяки даному способу вміст недопалу в золі зменшується, витрата газу на підсвічування факелу практично не застосовується, регульовальний діапазон навантажень розширюється, а рівень надійності і ефективності роботи котла зростає.

Усі отримані експериментальні результати мають важливе практичне галузеве значення для забезпечення ефективних і безпечних умов спалювання НТП в топках антрацитових котлів у реальних умовах дефіциту проектного вугілля.

Основні результати досліджень апробовано і впроваджено на теплових електростанціях та отримано відповідні акти впроваджень.

Робота є результатом самостійних досліджень А.О. Капустянського.

За матеріалами дисертації опубліковано 16 наукових праць, у тому числі 8 статей у фахових наукових виданнях (з них 2 статті у виданнях іноземних держав; 4 статті у наукових фахових виданнях України, які включені до міжнародних наукометричних баз), 1 патент на корисну модель, 5 тез доповідей у збірниках матеріалів конференцій та 2 статті у інших виданнях.

*Ключові слова:* теплова електрична станція, котел, непроектне вугілля, каталізатор горіння, бінарна вугільна суміш, механічний недопал.

## SUMMARY

Kapustyansky A.O. Increase of energy-ecological efficiency of boiler units during combustion of non-projected fuels. – Qualification scientific work manuscript copyright.

The thesis for the obtaining a scientific degree of Candidate of Technical Sciences in specialty 05.14.06 – technical thermal physics and industrial thermal engineering. – National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute», Kyiv, 2018.

The thesis is devoted to the study of the influence of the type, quality and regimes of combustion of non-projected coal on the reliability and economic performance of power boilers in TPPs (thermal power plants) and CHPs (combined heat and power plants), while at the same time developing of appropriate measures to ensure their optimum operating conditions (optimal outputs).

The paper analyzes the characteristic indicators of activity, the state and prospects of coal-fired power generation in Ukraine. The issue of diversification of sources of coal supply in the context of energy security is considered. The changes in the structure of fuel consumption by thermal power plants as a result of the loss of control over a part of the territory of Ukraine are researched. It is substantiated that in the medium-term perspective, the priority for the development of heat power engineering in Ukraine is the modernization of pulverized energy boilers on the basis of the introduction of modern combustion technologies with the continuation of their resource life, improvement of energy-ecological indicators, maneuverability characteristics and expansion of the fuel base due to non-project coal.

The performed analysis proved the necessity of a comprehensive study of the processes of combustion of non-project coal and its mixtures in order to develop recommendations for improving the energy-ecological efficiency of boilers.

The expediency of developing and introducing methods that will allow not only to save natural gas on the illumination of a coal torch, but also completely transfer boilers to non-project, more accessible types of coal is shown.

By means of analytical calculations, the diagrams of the dependence of the high value of high-anthracite on the content of moisture and ash in the working mass of fuel were created. They allow to recalculate and amend the energy performance of boilers to adjust the quality of coal. To forecast and prepare boiler equipment for work with non-project fuel quality to achieve the best energy efficiency indicators. The developed algorithms for calculating the data of diagrams are universal and can be used for any type of non-projected coal.

For the graphical determination of heat loss with mechanical cigarette butter from the content of combustible elements in ash of ash and ash content of fuel on dry weight, a nomogram for anthracite of high ash content has been developed. It allows to predict the value of heat loss with mechanical cigarette butt and corresponding change of boiler efficiency, which allows to estimate the possibility and efficiency of switching to combustion in a coal boiler with non-project increased ash content.

The actual experimental research was carried out to determine the efficiency of the operation of boilers during the combustion of NSF (non-projected solid fuel) and binary mixtures of coal, additionally taking into account changes in fuel characteristics, the dynamics of transition processes of boilers and the introduction of combustion into the combustion furnace.

Experiments were carried out on boilers: TPP-210A Trypillya TPP project fuel anthracite coal (A), TP-15 Darnitskaya CHP- anthracite, BKZ-160-100 Kramatorsk CHP- anthracite, BKZ-210-140 Chernihiv CHP- anthracite, EP-670-140 (Bulgaria) TPP "Maritsa Istok-2" - brown coal, TGM-84 Chernihiv CHP - gas.

On the basis of field tests and analytical calculations, graphic dependences and coefficients of proportionality were obtained for calculations of predicted heat losses with waste gases and mechanical cigarette matter with rejected calorific value and ash content of coal from normative values. The found coefficients allow us to calculate the losses incurred by the power plants due to overfueling of fuel during combustion of the NSF, and the developed algorithms of calculation are universal for all dust coal boilers. The concept of the coefficient of coal energy potential was introduced and its dependence on the quality of NSF was investigated.



For non-stationary boiler operation modes, experiments were carried out to determine the influence of the dynamics of transition processes and characteristics of coal on the content of combustible elements in the ash of the outflow in relation to the following factors: duration and amount of natural gas combustion, changes in the boiler thermal load, changes in operating parameters, changes in the toning of the mill and characteristics of the NSF. The analytical dependencies of the influence of the above indicators, which can be used in practice for the operational forecasting of the expected value of mechanical crash, are obtained.

On the basis of conducted experiments, it is proved that the catalyst feed to the boiler, by its introduction into the primary air path, significantly affects the parameters of the heating process during coal combustion of grades lean coal (L) and anthracite coal (A) in the entire range of workloads.

For simulation of combustion processes of anthracite (A) and charcoal (L) mixtures, in the presence of volatile substances in the resultant mixture of volatile substances and the temperature of fusion of ash, a methodology was developed and the heat recovery of the furnace of the boiler TP-15 was performed.

According to the methodology, a computer program in the Microsoft Excel environment was developed and 4 combustion options were calculated: 100% A, 100% L and 2 binary mixtures A and L, and the corresponding dependences of the ash temperature characteristics and thermal perception of the heating surfaces in the determined zones of the furnace were obtained.

Experimental studies of the combustion of binary mixtures of L and A boilers TP-15 confirmed the results of the simulation with acceptable convergence and allowed them to be safely burned with a decrease in gas consumption for illumination  $\sim 1750 \text{ nm}^3/\text{h}$  (60% of the value when burning only A) while maintaining liquid conditions slag removal.

Additionally, at the boiler TP-15, a test was conducted at the combustion of a coal grade of grade L with a fly ash A, which improved the characteristics of the leakage of refractory coal ash L without increasing the gas flow rate for illumination.

According to the results of researches of binary mixtures L and CSA (coal of South Africa) the possibility of exploitation of TPP-210A boilers with safe and economical combustion without constructive changes in the system of sawing and lighting of the torch in the entire regulatory range of loads has been proved.

The obtained results show that the characteristics of combustion of a Powder Coal Furnace (the temperature regime in the furnace, the gas flow to the backlight, the degree of fuel burn-up) of any binary mixture is similar to the characteristics of a flame with a higher reactivity, providing a synergistic effect in the processes of combustion of coal mixtures.

Using the analogy with caloric value the formulas are derived and its exergent equivalents for different types of fuel are calculated.

On the basis of linear programming, a new methodology for determining the efficiency of boilers through the compilation and calculation of extended energy matrices has been developed.

When drawing up energy matrices, not only the amount of resources used, but also the direction of operation of the boiler on the condensation or heating regime are taken into account. Therefore, this method of energy matrices is universal for calculating the efficiency of any boiler unit on different types of fuel.

For the analysis of the operation of boilers (changes in efficiency, fuel consumption, etc.) by the method of the object-oriented programming language C #, a program was developed with procedures for calculating the methods of reverse thermal balance and energy matrices with the possibility of adding a catalyst.

For combustion of coal in a gas group in anthracite boilers, a method has been developed which allowed the use of cold air and exhaust drying agents to provide pylosite and gas-fired boiler operation in accordance with regulatory requirements without the use of flue gas drying agent instead of hot air. This confirmed the possibility of a low-cost transfer of anthracite boilers to burn gas at short notice.

A universal way to intensify the combustion of NSF was also developed, which is based on the task of strictly matching the consumption of heat-carrier, fuel, air, the

correct place of introduction of the catalyst into the primary air pathway and its dosage in a clear dependence on the cost, quality of fuel and incoherent.

Due to this method, the amount of incoherent in the ash decreases, the gas flow to the torch light is practically not applied, the regulatory range of loads is expanding, and the level of reliability and efficiency of the boiler increases.

All experimental results obtained have an important practical sectoral significance for providing efficient and safe conditions for combustion of NSF in furnaces of anthracite boilers in the real conditions of a shortage of project coal.

The main results of the research have been tested and implemented at thermal power plants and the corresponding acts of implementation have been received.

The work is the result of independent studies A.O. Kapustyansky.

According to the results of research, 16 scientific papers were published, including: 8 articles in professional scientific journals of Ukraine and abroad, 5 theses of reports in collections of conference materials, 1 patent for utility model and 2 articles in other editions.

*Keywords:* thermal power station, boiler, non-project (low ranke) coal, combustion catalyst, binary coal mix, mechanical incomplete combustion.

## СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. *Капустянський А.О., Побігушка В.І.* Шляхи підвищення надійності та економічності спалювання непроектного твердого палива // Науковий вісник НЛТУ України – 2013 – №23.1 – С. 172–176.
2. *Капустянський А.О.* Результати експертних випробувань котла БКЗ-210-140ПТ Чернігівської ТЕЦ при спалюванні твердого палива з додаванням каталізатора горіння // Вісник Національного університету «Львівська політехніка». Серія «Теплоенергетика. Інженерія довкілля. Автоматизація» – 2013 – № 758. – С. 50-61.
3. *Капустянский А. А.* Метод аналитического определения перерасхода топлива на пылеугольных котлах // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. - 2013. - № 6. - С. 8- 14.
4. *Капустянский А.А.* Влияние катализатора горения на эффективность работы паровых котлов // Теплоэнергетика – 2014 – № 9. – С. 50-56 . - ISSN 0040-3636.
5. *Капустянський А.О.* Дослідження факельного спалювання суміші пісного вугілля і золи // Науковий вісник НЛТУ України – 2016 – №26.5 – С. 250–255.
6. *Капустянський А.О., Варламов Г.Б.* Аналіз діяльності паливно-енергетичного комплексу України // Науковий журнал «Вісник Тернопільського національного технічного університету» – 2016 – № 3(83) – С. 144–153.
7. *Капустянский А.А.* Исследование факельного сжигания непроектных бинарных угольных смесей в паровых котлах // Теплоэнергетика – 2017 – № 7. – С. 1-8 . - ISSN 0040-3636.
8. *Варламов Г.Б., Капустянський А.О.* Вплив характеристик непроектного твердого палива на показники надійності та економічності роботи котельного устаткування // Енергетика: економіка, технології, екологія – № 1 – 2018 – С. 90–98.

9. Патент України №122658, МПК (2017.01) F23K 1/00 Спосіб спалювання вугілля марки Г / Варламов Г.Б., Капустянський А.О. // Опубл.25.01.2018. Бюл. № 2.

10. *Капустянський А.О.* Вплив характеристик палива та режимних факторів на роботу котлів // Науково-практична конференція «Наукові підсумки 2012 р.», Харків, грудень 2012 р. – С. 25–26.

11. *Капустянський А.О.* Покращення ефективності роботи парових котлів при додаванні каталізатору горіння // Міжнародна науково-технічна конференція «Актуальні задачі сучасних технологій», Тернопіль, грудень 2012 р. – С. 253–254.

12. *Капустянський А.О.* Динаміка зміни якості твердого палива, що надходить на ТЕС // Міжнародна науково-технічна конференція «Проблеми енергозбереження та шляхи їх вирішення», Харків, квітень 2013 р. – С. 131–135.

13. *Варламов Г.Б., Капустянский А.А.* Оптимизация работы энергетических котлов Украины в современных условиях сжигания непроектных углей // V Міжнародна науково-практична конференція «Актуальные проблемы транспорта и энергетики: пути их инновационного решения», Астана, 17 березня 2017 р.

14. *Капустянський А.О.* Сучасні виклики паливно-енергетичного комплексу та задачі щодо їх подолання // XVI -й міжнародній науково-практичній конференції «Сучасні проблеми наукового забезпечення енергетики», Київ, 24 - 27 квітня 2018 р. – С. 182

15. *Капустянський А.О., Мисак Й.С.* Результати експертних випробувань котла ТПП-210А Трипільської ТЕС при спалюванні твердого палива з додаванням каталізатора горіння // Енергетика та електрифікація – 2012 – № 12 – С. 3-8.

16. *Капустянский А.А.* Влияние добавления катализатора горения на эффективность и экономичность работы котлов при сжигании угля // Энергия и менеджмент – 2013 – № 1(70) – С. 20-21.

## ЗМІСТ

Стор.

Перелік умовних позначень, індексів та скорочень.....	17
Вступ .....	19
<b>Розділ 1.</b> Проблеми та перспективи використання вугілля об'єктами теплоенергетики України і задачі досліджень .....	27
1.1 Стан, особливості роботи та напрямки розвитку теплоенергетики України .....	27
1.2 Динаміка зміни виду та якості твердого палива, що надходить для спалювання в енергетичних котлах .....	29
1.3 Характер впливу показників твердого палива на роботу котельного устаткування .....	43
1.3.1 Вплив вологості .....	44
1.3.2 Вплив зольності .....	46
1.3.3 Вплив гранулометричного складу .....	47
1.3.4 Вплив летких речовин .....	49
1.3.5 Вплив інших показників .....	51
1.4 Аналіз можливості та ефективності використання НТП на існуючих енергетичних котлах .....	53
1.5 Вплив каталізаторів горіння на процеси спалювання вугільного палива .....	55
1.6 Завдання дослідження та шляхи його вирішення .....	57
Висновки .....	58
<b>Розділ 2.</b> Аналітичні дослідження процесів підготовки та спалювання НТП в котельних установках та методи вирішення супутніх проблем .....	60
2.1 Особливості спалювання та проблеми використання НТП .....	60
2.2 Шляхи підвищення надійності та економічності спалювання НТП .....	64

2.3 Процеси горіння та утворення недопалу в камерних топках котлів .....	68
2.4 Вплив характеристик НТП на показники надійності та економічність роботи котельного устаткування .....	71
2.5 Дослідження характеристик горіння факелу та ефективності роботи пиловугільного котла ТПП-210А .....	81
2.6 Аналітичне визначення економічних показників перевитрати НТП .....	85
2.7 Методика оцінювання збитку нанесеного ТЕС через перевитрату палива при спалюванні НТП .....	90
2.8 Розробка методики експериментально-розрахункових випробувань енергетичних котлів при спалюванні НТП .....	98
Висновки .....	104
<b>Розділ 3.</b> Експериментальні дослідження енерго-екологічної ефективності роботи котлів при спалюванні НТП .....	105
3.1 Характеристика котлів на яких проводились експериментальні дослідження .....	106
3.2 Умови проведення експериментальних досліджень .....	109
3.3 Результати дослідження впливу характеристик палива та режимних факторів на роботу котлів та зміну механічного недопалу ....	116
3.4 Результати випробувань до та після введення в топку котлів рідкого каталізатору горіння .....	140
3.4.1 Вплив додавання каталізатору на градієнт температур, викиди у відхідних газах та режими роботи топки .....	140
3.4.2 Вплив додавання каталізатору на значення тепловтрат та ККД енергетичних котлів.....	150
3.5 Результати випробувань факельного спалювання бінарних вугільних сумішей в енергетичних котлах .....	154
Висновки .....	166

<b>Розділ 4. Методи оцінювання ефективності роботи енергетичних котлів та нові способи спалювання НТП .....</b>	<b>168</b>
4.1 Узагальнений метод визначення ефективності роботи котлів з використанням енергетичних матриць .....	168
4.1.1 Матеріальний та енергетичний баланс електростанції .....	168
4.1.2 Формування енергетичних матриць .....	170
4.1.3 Ексергія палива .....	172
4.1.4 Розширений вигляд енергетичної матриці котлів .....	176
4.2 Економічна ефективність додавання каталізатору горіння .....	178
4.3 Комп'ютерна модель розрахунку ефективності роботи котлів ..	183
4.4 Спосіб інтенсифікації процесу спалювання НТП .....	186
4.5 Спосіб спалювання НТП в антрацитових котлах .....	190
Висновки .....	195
Основні результати та висновки .....	196
Список використаних джерел .....	199
Додаток А Програма на мові C# для розрахунку ефективності роботи пиловугільних котлоагрегатів .....	209
Додаток А.1 Програмний текстовий файл точки входу програми (вхідної функції) .....	210
Додаток А.2 Програмний текстовий файл опису головного вікна та усіх функцій пов'язаних з розрахунками .....	211
Додаток А.3 Програмний текстовий файл коду, що описує форму налаштувань .....	246
Додаток А.4 Програмний текстовий файл коду, що описує форму вихідних розрахунків .....	247
Додаток А.5 Програмний текстовий файл коду, що описує форму порівняльних діаграм .....	255
Додаток Б Впровадження результатів дисертаційної роботи.....	256
Додаток В Список публікацій здобувача за темою дисертації.....	263



## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ІНДЕКСІВ ТА СКОРОЧЕНЬ

### Позначення

$A$	– зольність, %;
$V$	– вихід летких речовин, %;
$W$	– волога, %;
$S$	– сірка, %;
$Q$	– калорійність, $\text{кДж/кг}$ ( $\text{ккал/кг}$ );
$\tau$	– час, $\text{с}$ ;
$t$	– температура, $^{\circ}\text{C}$ ;
$T$	– температура, $\text{K}$ ;
$m$	– маса, $\text{кг}$ ;
$N$	– потужність, $\text{кВт}$ ;
$D$	– витрата, $\text{кг/с}$ ;
$i$	– ентальпія, $\text{кДж/кг}$ ;
$s$	– ентропія, $\text{кДж}/(\text{кг}\cdot\text{K})$ ;
$R$	– залишок на ситі, %;
$P$	– тиск, $\text{Па}$ ;
$\eta$	– коефіцієнт корисної дії, %.

### Нижні індекси

$t$	– загальний;
$i$	– нижчий;
$s$	– вищий;
$\text{max}$	– максимальне значення;
$\text{min}$	– мінімальне значення;
кр	– критичний;
опт	– оптимальний.

## Верхні індекси

- d* – на суху масу;  
*daf* – на суху обеззолену масу;  
*r* – на робочий стан;  
пит – питомий.

## Скорочення

А, Б, Г, ДГ, Д, Ж, П – марки вугілля (антрацит, буре, газове, довгополуменеве газове, довгополуменеве, жирне, пісне);

Ш (штиб), Р (рядове) – класи крупності 0-6, 0-200 мм, відповідно;

АЕС – атомна електростанція;

БП – бункер пилу;

БСВ – бункер сирого вугілля;

ВМ – вентилятор млиновий;

ГЕС – гідроелектростанція;

ДКГ – додавання каталізатору горіння;

ЕЕЕ – енерго-екологічна ефективність;

ЖСВ – живильник сирого вугілля;

КБМ – кульовий барабанний млин;

ККД – коефіцієнт корисної дії;

НТП – неprojektне тверде паливо;

ПЕК – паливно-енергетичний комплекс;

ПЕР – паливно-енергетичні ресурси;

РШВ – рідке шлаковидалення;

СП – сепаратор пилу;

ТЕС – теплова електростанція;

ТЕЦ – теплова електроцентрально;

у. п. – умовне паливо.

## ВСТУП

На тлі неухильного зменшення запасів паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) підвищення ефективності використання енергоносіїв є головним завданням сучасної науки та виробництва. Серед інших країн Європи енергетична галузь нашої держави вирізняється низькою енерго-екологічною ефективністю (ЕЕЕ). Споживання первинних ПЕР на одиницю валового внутрішнього продукту в Україні залишається в 3,4 рази вищим, ніж у країнах ЄС, у 2,8 раза – ніж у сусідній Польщі, у 1,5 раза – ніж у Китаї, у 1,2 раза – ніж у Росії [1, 2]. Україна перебуває в умовах дефіциту власних первинних енергоресурсів і значної залежності їх постачання із закордону. Саме тому заходи щодо раціонального використання ПЕР, насамперед природного газу та енергетичного вугілля, повинні розглядатися як основний елемент забезпечення національної безпеки і створення сприятливих умов для стабільного розвитку ПЕК в цілому та теплоенергетики зокрема.

Значною мірою така стабільність залежить від ощадливого використання паливно-енергетичних ресурсів на теплових електростанціях (ТЕС) та теплових електроцентралях (ТЕЦ), тобто від впровадження заходів, спрямованих на підвищення енерго-екологічної ефективності спалювання вугілля у котлах.

Наявність значних потужностей вугільних електростанцій та їх перехід на спалювання непроектного твердого палива (НТП) спонукає до поглибленого дослідження процесів горіння вугільного пилу, розроблення нових методик розрахунків та способів його спалювання в існуючих котлах.

За таких умов доцільним стає впровадження енергозберігаючої політики щодо зменшення питомих витрат палива на вироблення електричної та теплової енергії в поєднанні із заміщенням природного газу та інших дорогих видів палива, що використовуються на ТЕС та ТЕЦ України, енергетичним вугіллям власного видобування, оскільки вартість нафти та газу значно випереджає вартість різних марок вугілля [3, 4].

Обсяг виробництва електроенергії в Україні за оперативними даними становить 155,4 млрд. кВт·год, з якого: виробництво на АЕС – 55,6%, ТЕС та ТЕЦ – 35,2% [5]. Виробництво електроенергії на ТЕС та ТЕЦ орієнтовано на споживання органічних енергоносіїв, в першу чергу на використання вугілля власних родовищ [1, 3]. Проте втілення заходів щодо економії палива для ефективного енергогенерування значно ускладнюється зниженням якості вугілля вітчизняних родовищ [3, 6]. Ще більше ускладнила стан твердопаливної галузі втрата контролю над значною частиною вугледобувних та теплогенеруючих підприємств внаслідок збройного конфлікту, що відбувається на територіях Донецької та Луганської областей.

На тлі зазначених тенденцій стабільне забезпечення ТЕС та ТЕЦ твердим паливом українських вугледобувних басейнів призводить до абсолютно нових умов експлуатації існуючого тепломеханічного устаткування електростанцій нашої держави [7]. Слід зазначити, що у зв'язку із зменшенням обсягів промислового виробництва, зумовленого економічною кризою в державі і, як наслідок, зменшенням споживання електричної і теплової енергії (починаючи з 90-х років) об'єми постачання вугілля на ТЕС також суттєво скоротились. Проте, згідно [2], експерти прогнозують середньорічний приріст споживання електричної енергії на рівні 3,2%.

Ключовою складовою стратегічної мети України є її енергетична безпека та незалежність, тому великі енергогенеруючі компанії орієнтуються в майбутньому на продаж електроенергії країнам ЄС за рахунок використання дешевого НТП місцевих родовищ та покращення екологічних параметрів роботи виробничих потужностей [7, 8].

Заміна газоподібного палива вугіллям ставить питання про суттєве покращення ефективності використання останнього за рахунок модернізації традиційних способів спалювання, або пошуку нових перспективних технологій, які в умовах складного фінансування ТЕС та ТЕЦ мають бути ефективними при малих капітальних затратах [9, 10]. Однак проблема ефективного та економічного спалювання різних видів твердого палива

ускладнюється частою зміною його виду, якості і режимів роботи електростанцій. На сьогодні в енергетичному комплексі нашої держави виникли складні задачі, пов'язані зі зміною виду, якості вугілля та нестачею маневрених потужностей, що створило зовсім нові умови експлуатації діючих електростанцій [11, 12]. Тому спалювання НТП в нестандартних умовах породжує питання узагальнення накопиченого досвіду експлуатації та винайдення нових шляхів ефективного використання палива [11, 13].

**Актуальність теми.** На тлі неухильного зменшення запасів паливно-енергетичних ресурсів підвищення ефективності їх використання є головним завданням науки та виробництва. Серед інших країн Європи енергетична галузь нашої країни відрізняється низькою енерго-екологічною ефективністю. Україна перебуває в умовах дефіциту власних первинних енергоресурсів і значної залежності їх постачання із закордону. Саме тому заходи щодо їх раціонального використання, насамперед природного газу та вугілля, повинні розглядатися як основний елемент забезпечення національної безпеки і стабільного розвитку як паливно-енергетичного комплексу зокрема так і економіки в цілому.

Значною мірою така стабільність залежить від ощадливого використання паливно-енергетичних ресурсів на теплових електростанціях (ТЕС) і теплових електроцентралях (ТЕЦ), тобто від впровадження заходів, спрямованих на підвищення енерго-екологічної ефективності спалювання вугілля у котлах.

Наявність значних потужностей вугільних електростанцій та їх перехід на спалювання непроектного твердого палива (НТП) спонукає до розроблення нових методик розрахунків і способів його спалювання в існуючих котлах.

Проте втілення таких заходів значно ускладнюється зниженням якості вугілля вітчизняних родовищ та зміною його виду, особливо після втрати контролю над значною частиною вугледобувних та теплогенеруючих підприємств на сході України, що створює суттєво нові умови експлуатації енергетичних котлів.

Таким чином, експериментальні та теоретичні дослідження спалювання НТП в нестандартних умовах, з розробленням науково обґрунтованих заходів його ефективного використання є актуальним науково-практичним завданням.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Дисертаційна робота виконана за тематикою кафедри теоретичної і промислової теплотехніки Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського». Дослідження, результати яких представлені в дисертації, проводились у рамках реалізації плану заходів Енергетичної стратегії України на період до 2030 та за планами робіт ПрАТ «Техенерго», враховуючи координаційні плани галузі, рішення науково-технічних конференцій, семінарів, нарад з проблем енергозбереження.

**Мета та задачі дослідження.** Метою досліджень є визначення впливу виду та якості вугільного палива на енерго-екологічну ефективність роботи енергетичних котлів, розроблення способів забезпечення їх оптимальної роботи, обґрунтування можливості практичного спалювання в топках існуючих котлів непроектного вугілля та вугільних сумішей з дотриманням технологічних вимог.

Для досягнення поставленої мети визначені наступні задачі:

- аналіз сучасного технічного стану, проблем та перспектив розвитку теплових електростанцій;
- аналіз змін в структурі споживання палива, що поступає на електростанції та характер впливу його якості на умови і режими експлуатації обладнання;
- проведення аналізу існуючих методів підготовки і спалювання вугілля непроектного складу та пошук шляхів вирішення основних супутніх проблем;
- розроблення методики розрахунку втрат при роботі котлів, спричинених відхиленням якісних характеристик вугільного палива від проектного значення;
- проведення аналітичних і практичних досліджень впливу характеристик палива та режимних факторів на утворення механічного недопалу в котлах;

- експериментальне визначення зміни теплових втрат, викидів шкідливих речовин у відхідних газах, витікання рідкого шлаку, надлишків повітря, рівня температурного поля в топці і ККД котельних установок при спалюванні НТП;
- розробка експериментально-розрахункової методики та дослідження впливу додавання каталізатора горіння на ефективність роботи котлів;
- проведення теоретичного і практичного обґрунтування можливості спалювання непроекtnих видів палива та їх сумішей в існуючих котлах;
- розроблення нових схем і способів ефективного та надійного спалювання непроекtnого вугілля у котлах.

*Об'єктом дослідження* є процеси факельного спалювання вугілля в топках енергетичних котлів.

*Предметом дослідження* є вплив виду, складу і режимів спалювання палива на показники ефективності, надійності та економічності роботи котлів.

**Методи дослідження.** Науково-методичну основу досліджень складають:

- метод натурних вимірювань показників роботи енергетичних котлів;
- розрахунковий метод визначення кількісних та якісних характеристик фізичних факторів;
- моделювання просторових розподілів теплових навантажень та фізичних факторів роботи топок енергетичних котлів;
- графоаналітичний метод.

**Наукова новизна отриманих результатів** полягає в тому, що:

- отримано аналітичні та емпіричні залежності зміни горючих компонентів в золі виносу і втрати теплоти з механічним недопалом від теплотехнічних характеристик непроекtnого вугільного палива та режимних факторів процесів його спалювання в топках енергетичних котлів;
- вперше розроблено методику визначення коефіцієнтів пропорційності залежності тепловтрат з відхідними газами та механічним недопалом від калорійності і зольності вугілля, що дозволяє розраховувати зміну витрати палива та ККД котлів;

- досліджена та доведена можливість ефективної і надійної роботи антрацитових котлів при спалюванні непроектних бінарних сумішей вугілля з наявністю синергетичного ефекту;

- вперше отримано емпіричні залежності зміни економічних показників та побудована комп'ютерна модель розрахунку ефективності роботи котлів на різних навантаженнях з можливістю додавання каталізатора горіння;

- вперше запропоновано узагальнену методику визначення ефективності роботи котлів з використанням розширених енергетичних матриць;

- вперше розроблено та проаналізовано новий, маловитратний спосіб спалювання непроектного газового вугілля на діючих антрацитових котлах;

- вперше розроблено та проаналізовано новий, маловитратний спосіб подачі каталізатора горіння в тракт первинного повітря котла.

**Практичне значення одержаних результатів** полягає у тім, що автором розроблено рекомендації для розвитку вугільної теплоенергетики України на перспективу з поліпшенням техніко-економічних і екологічних показників та характеристик маневреності котлів, розширенням паливної бази за рахунок можливості застосування непроектного вугілля.

На Чернігівській ТЕЦ, Краматорській ТЕЦ, Дарницькій ТЕЦ впроваджені наступні результати дисертаційної роботи:

- отримані оптимальні емпіричні залежності зміни горючих компонентів в золі виносу, втрати теплоти з механічним недопалом і відхідними газами від теплотехнічних характеристик непроектного вугільного палива та режимних факторів процесів його спалювання дозволили покращити умови експлуатації та економічності роботи енергетичних котлів;

- обґрунтовано і практично апробовано сукупність технічних рішень, що дозволили спалювати на антрацитових котлах теплових електростанцій непроектне вугілля, бінарні вугільні суміші, а також суміш вугілля і золи антрациту зі збереженням показників надійності та енерго-екологічної ефективності їх роботи;



- розроблено та практично реалізовано нову технологічну схему введення присадки-каталізатора горіння в тракт первинного повітря котельної установки;
- розроблено нову технологічну схему переведення антрацитових котлів на спалювання вугілля з високим виходом летких речовин.

Усі впровадження підтверджені відповідними актами.

**Особистий внесок здобувача** полягає у: проведенні комплексного аналізу сучасних енерготехнологій та можливості їх застосування для модернізації ТЕС та ТЕЦ України [1, 6]; постановці і вирішенні теоретичних і експериментальних задач, пов'язаних з розробленням методик врахування впливу виду та якості палива на роботу котлів [3, 8]; розробці нової методики визначення впливу показників виду та якості палива на техніко-економічні показники роботи котлів при введенні каталізатора горіння і без нього [2, 4, 15, 16]; розробці та реалізації технічних рішень по спалюванню на антрацитових котлах бінарних сумішей різних видів вугілля [7], а також вугілля та золи антрациту [5] зі збереженням надійності та ефективності їх роботи; обробці, аналізі та розрахунках отриманих результатів досліджень енерго-екологічної ефективності роботи котлів, про що свідчать акти впровадженнь. Постановка завдання та формулювання висновків виконувались під керівництвом д.т.н., проф. Варламова Г.Б.

**Апробація результатів дисертації.** Основні результати досліджень доповідалися на 6-ох конференціях: Міжнародна науково-технічна конференція «Наукові підсумки 2012 р.». Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут» (Харків, грудень 2012 р.); Міжнародна науково-технічна конференція «Актуальні задачі сучасних технологій». Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя (Тернопіль, грудень 2012 р.); IX Міжнародна науково-технічна конференція «Проблеми енергозбереження та шляхи їх вирішення» Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут» (Харків, квітень 2013 р.); Міжнародна науково-технічна конференція «Використання обладнання польських

виробників на ТЕС України. Досвід роботи та підвищення ефективності експлуатації і обслуговування» (Львів, 20-22 квітня 2016 р.); V Міжнародна науково-практична конференція «Актуальные проблемы транспорта и энергетики: пути их инновационного решения» (Казахстан, Астана, 17 березня 2017 р.); XVI Міжнародній науково-практична конференція «Сучасні проблеми наукового забезпечення енергетики» (Київ, 24 - 27 квітня 2018 р.).

**Публікації.** За матеріалами дисертації опубліковано 16 наукових праць, у тому числі 8 статей у фахових наукових виданнях (з них 2 статті у виданнях іноземних держав; 4 статті у наукових фахових виданнях України, які включені до міжнародних наукометричних баз), 1 патент на корисну модель, 5 тез доповідей у збірниках матеріалів конференцій та 2 статті у інших виданнях.

**Структура і обсяг роботи.** Дисертація складається із анотації, переліку умовних скорочень, вступу, 4 розділів, висновків, списку використаних джерел зі 110 найменуваннями та 3 додатків; містить 89 рисунків і 32 таблиці. Загальний обсяг дисертації – 266 сторінок.

Проведення досліджень і написання цієї дисертації були б неможливими без заохочення та допомоги багатьох осіб. Передовсім я завдячую моїм викладачам з кафедри теплоенергетики, теплових та атомних електричних станцій Національного університету «Львівська політехніка», які навчали мене та підтримували в намірах написання наукової роботи. Велику допомогу у проведенні експериментальної частини надали працівники ПрАТ «Техенерго», де автор працював під час напрацювання матеріалів для дисертації. Також я вдячний моєму керівнику та всьому викладацькому складу теоретичної і промислової теплотехніки НТУУ «КПІ імені Ігоря Сікорського» чия підтримка і критика допомогли мені реалізувати дисертаційний проект. На різних етапах моєї дисертаційної роботи до неї долучались, читали мої тексти, коментували, критикували колеги, співробітники та опоненти інтелектуальний внесок яких у цю роботу неможливо недооцінити.

## РОЗДІЛ 1

### ПРОБЛЕМИ ТА ПЕРСПЕКТИВИ ВИКОРИСТАННЯ ВУГІЛЛЯ ОБ'ЄКТАМИ ТЕПЛОЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ І ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕНЬ

#### 1.1 Стан, особливості роботи та напрямки розвитку теплоенергетики України

Обсяг виробництва електроенергії в Україні становив становив у 2017 р. 155,4 млрд. кВт·год, з якого: виробництво на АЕС –55,6%; ТЕС та ТЕЦ – 35,2%; ГЕС – 4,3%; іншими джерелами – 4,9% [5]. Як бачимо провідна роль в енергетиці належить атомним та тепловим електростанціям, проте у порівнянні з 2010 р. у 2017 р. (табл. 1.1) виробіток електроенергії ТЕС та ТЕЦ зменшився на 87627,6 млн. кВт·год, тобто впав на 28,9% [5, 16]. Такий спад у тепловій енергетиці пов'язаний із втратою контролю над частиною території держави, де зосереджено основні запаси та потужності видобутку антрациту і пісного вугілля, на яке і запроектована більшість вугільних котлів ТЕС, тоді як на підконтрольній частині залишаються значні запаси та потужності видобутку вугілля марок Г та ДГ.

Таблиця 1.1 – Структура виробництва електроенергії в Україні за 2010-2017рр

	2010 р.		2013 р.		2017 р.	
	млн. кВт·год	% загальн. виробн.	млн. кВт·год	% загальн. виробн.	млн. кВт·год	% загальн. виробн.
Виробіток ел.ен. по Україні	187899,3	100,0	193563,4	100,0	155434,8	100,0
ТЕС та ТЕЦ	77977,3	41,5	86579,5	44,7	54461,7	35,2
ГЕС та ГАЕС	12952,5	6,9	14215,2	7,3	6708,4	4,3
АЕС	89151,4	47,4	83209,4	43,0	87627,6	55,6
НДЕ	6,3		1247,0	0,6	1591,1	1,0
Блок-станціями і комун. ТЕЦ	7811,8	4,2	8312,3	4,3	6146,0	3,9

Хоча більшість енергетичних котлів були спроектовані як пиловугільні [17], з можливістю резервного спалювання природного газу, протягом 1980-х років енергетику України було переорієнтовано на споживання газомазутного палива. У цей період суттєво зменшились інвестиції у вуглевидобування, що привело до сталого щорічного зменшення обсягу видобутку вугілля на ~ 2-3%, а його споживання електростанціями – на ~ 4-5% [18].

Основну частину теплоенергетики нашої держави становлять ТЕС та ТЕЦ, в основному побудовані ще в 1960-1980 роках. На сьогодні 86 блоків ТЕС із 103 працюють на вугіллі [5, 11] на які лягає вся важкість регулювання добового графіку споживання електроенергії, тобто частина робота з мінімальним складом обладнання вугільних блоків і з низьким регулювальним діапазоном. Доводиться зупиняти в резерв ряд блоків 150-200 *МВт* чи корпусів на блоках 300 *МВт*. В той час, як більш маневрені газомазутні блоки 300 і 800 *МВт* стоять в резерві через високі ціни на природний газ [7, 12].

Аналіз стану основного обладнання показує, що найбільш спрацьованими елементами котлів є подові екрани, нижня радіаційна частина [21], водяний економайзер, пароперегрівач, повітропідігрівач, пальники, обмурівка, млини, робочі лопатки турбін тощо. В незадовільному стані знаходяться паропроводи гострої пари і перепускні труби високого тиску, метал яких втратив початкові механічні властивості в умовах високих температур і тисків [22].

Після спалювання вугілля марки АШ на застарілих котлоагрегатах в золі залишається 15-30% [3, 13] незгорілого вуглецю, що знижує ефективність паливовикористання. Незгорлий вуглець забруднює доквілля, робить золу непридатною для будівництва. Практично всі діючі золовідвали електростанцій суттєво переповнені, що створює загрозу прориву їх дамб [22, 23].

Традиційні методи спалювання твердих видів палива не відповідають сучасним вимогам з точки зору питомих витрат вугілля, а шляхи суттєвого підвищення економічності роботи такого устаткування практично вичерпані [24]. У більшості випадків висока зольність та вологість роблять неможливим його автономне спалювання факельним методом без додаткового введення в топку високореакційних видів первинних енергоносіїв [25, 26].

Нещодавно набули поширення роботи із застосування процесу газифікації вугілля. Найбільший технологічний інтерес представляє внутрішньоциклова газифікація НТП в газогенераторах під тиском [27, 28]. Відомі також методи камерного спалювання вугілля з попередньою газовою термохімічною підготовкою вугільного пилу на котлі ТПП-210А Трипільської ТЕС [29].

## 1.2 Динаміка зміни виду та якості твердого палива, що надходить для спалювання в енергетичних котлах

В структурі світових запасів ПЕР співвідношення між вугіллям, нафтою і природним газом становить відповідно 67%, 18% та 15%. В нашій державі – 95,4%, 2% та 2,6%, тобто тверде паливо є практично єдиним стабільним енергоносієм, запасів якого в Україні (52,6 млрд. т) при сьогоdnішніх темпах споживання вистачить на довготривалу перспективу [14, 20].

Загальні показники статистичних даних ПЕК за 2012-2015 рр. розроблені автором за матеріалами [30] наведені в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Загальні показники статистичних даних ПЕК за 2010-2015рр

Показники	2012 р.	2013 р.	2014 р.	2015 р.	відносно 2014 р	
					+ / -	%
ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЯ (млн. кВт·г)						
Виробництво	198 119,4	193 564,4	181 944,7	157 634,8	-24 310,2	86,6
Споживання (нетто)	150 720,1	147 264,4	134 653,0	118 726,9	-15 926,1	88,2
ВУГІЛЛЯ (тис. тонн)						
Видобуток	85 946,0	83 697,5	64 995,3	39 744,7	-25 251,9	61,1
у т.ч. коксівного	24 823,5	23 724,5	16 139,3	8 325,1	-7 815,5	51,6
енергетичного	61 122,5	59 973,0	48 856,0	31 419,6	-17 436,4	64,3
Споживання вугілля	61 207,1	37 641,9	31 562,1	28 637,6	-6 127,5	82,4
ГАЗ (млн. м³)						
Видобуток газу	20 185,0	20 998,2	20 170,0	19 896,0	-274,0	98,6
Споживання газу	54 774,6	50 357,6	42 465,0	33 727,0	-8 738,0	79,4
Імпорт газу	32 939,3	27 974,4	19 466,0	16 454,0	-3 012,0	84,5

В найбільших вугільних басейнах нашої держави (Дніпровському, Львівсько-Волинському, Донецькому) видобувають вугілля різних марок, – від бурого до антрациту [14], при цьому теплова енергетики споживає в основному вугілля марок А, П (постачається близько 60%), Г, ДГ, Д (постачається близько 40%) [6, 18, 31]. У Львівсько-Волинському басейні зосереджено до 1,4 млрд. т вугілля, в основному марок Г та Ж, в Дніпровському басейні – до 2,2 млрд. т здебільшого марки Б (з вологістю 52-58%), в тому числі для відкритих робіт є придатним більше ніж 0,5 млрд. т, в той час як у Донецькому – більше ніж 90% всіх основних запасів вугілля, від марки Д до марки А [31].

Зазвичай енергетичним вважають вугілля марок А, П, Б та частково Г, ДГ, Д, Ж, решта вугілля надходить на процес коксування[31, 32].

ТЕС та ТЕЦ є одними із основних споживачів вугілля (рис. 1.1) [6, 7, 30].

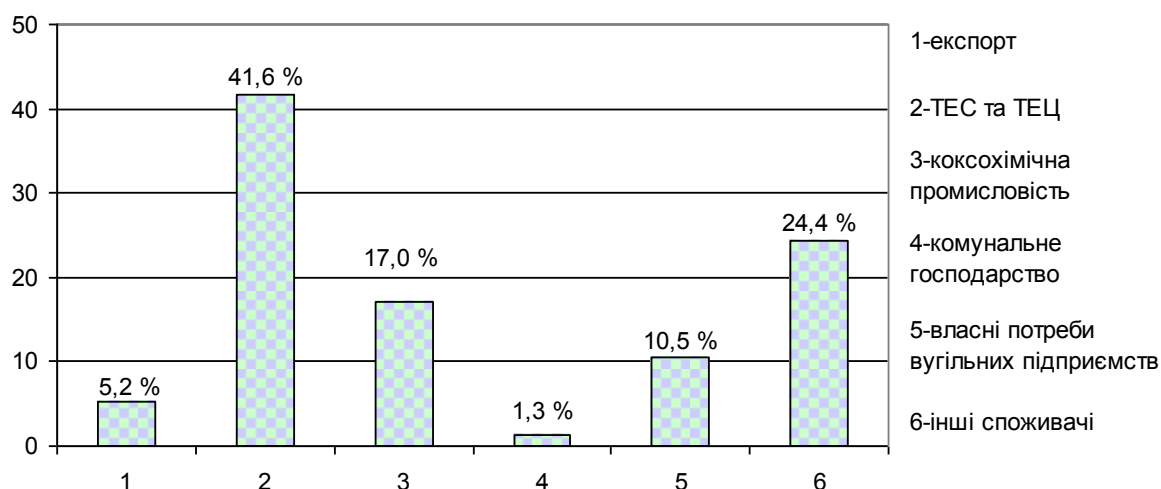


Рисунок 1.1 – Структура споживання вугілля в Україні

Події ж останніх років мали суттєвий негативний вплив на результати діяльності вугільної промисловості. Йдеться про те, що значна кількість підприємств галузі опинилася на території не підконтрольній уряду.

Так за даними Міністерства енергетики та вугільної промисловості України (Міненерговугілля) станом на 2018 р. 249 державних підприємств, організацій та об'єднань, що належать до сфери управління Міненерговугілля та господарських товариств, щодо яких Міненерговугілля здійснює управління корпоративними правами, знаходились в зоні проведення АТО [33, 34] (табл. 1.3), а це близько 73%, з них 19% належать до шахтобудівного комплексу.

Таблиця 1.3 – Структура підприємств вугільної промисловості, що належать до сфери управління Міністерства енергетики та вугільної промисловості України

Підприємства	На підконтрольній території України	В зоні АТО	Всього по Україні
Державні підприємства, організації та об'єднання	66	148	214
Господарські товариства	28	101	129
Всього	94	249	343

Слід зазначити, що зі 148 державних підприємств, установ, організацій та об'єднань, які належать до сфери управління Міненерговугілля і знаходяться в зоні АТО 55% – безпосередньо вугледобувні підприємства (80 шт.), які й забезпечують основний видобуток вугілля в державному секторі. Крім того, серед господарських товариств, щодо яких Міненерговугілля здійснює повноваження з управління корпоративними правами держави – 46% шахтобудівних підприємств, а це 80% їх кількості, при цьому ті, що знаходяться в зоні проведення АТО є основними виконавцями будівельних робіт у вугільній промисловості.

На підтвердження вище зазначеного на рис. 1.2 наводиться аналіз видобутку вугілля за 1991-2017 рр. за категоріями (коксівне, енергетичне), крім того можна спостерігати динаміку обсягів його видобутку за 1991-2017 рр.

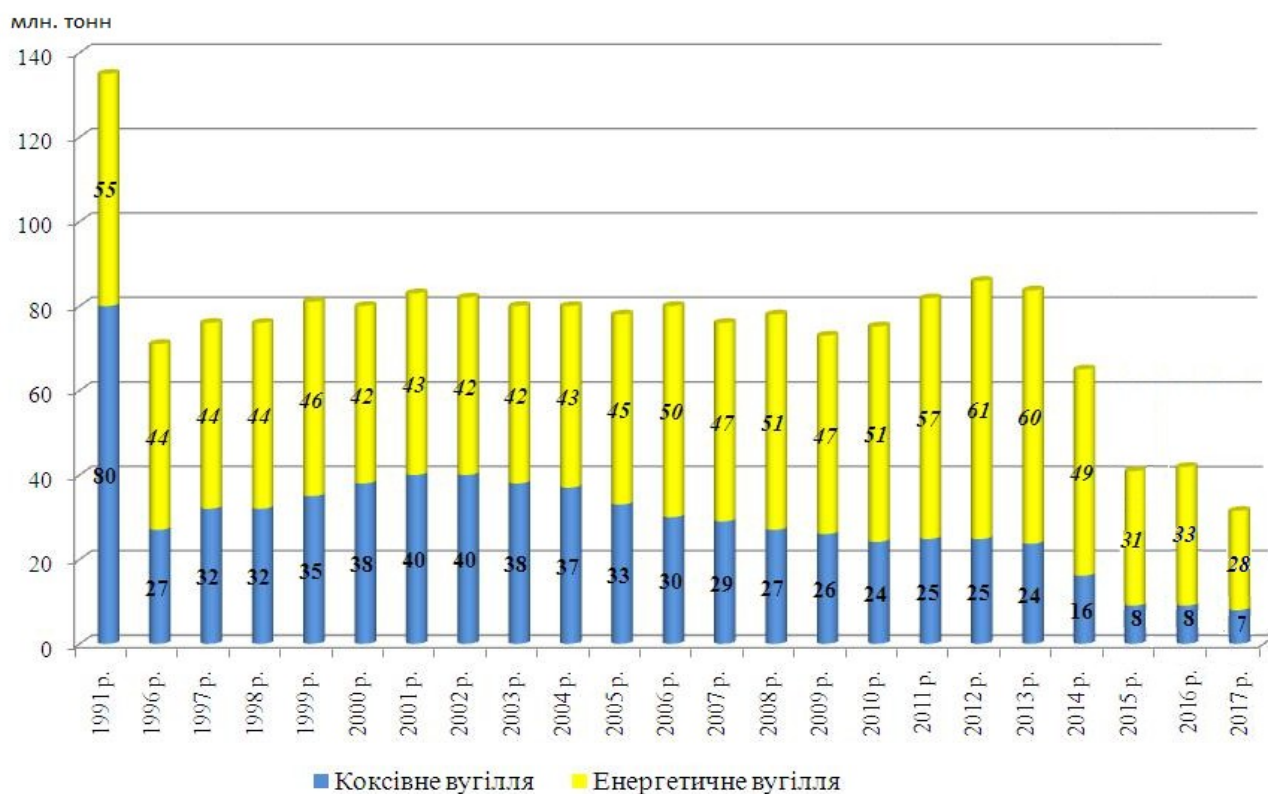


Рисунок 1.2 – Динаміка видобутку коксівного та енергетичного вугілля в Україні за 1991-2017 рр. [2, 5]

Як видно з рис. 1.2, загальний обсяг видобутку вугілля в 2013 р. знизився порівняно з 2012 р. тільки на 2,62%, при цьому в натуральному вимірі

зменшення обсягів видобутку як коксівного, так і енергетичного вугілля було майже однаковими. Щодо 2014 р., то через бойові дії в Донецькій та Луганській областях втрати галузі склали 22,34%, причому найбільшої шкоди було заподіяно видобутку коксівного вугілля, який зменшився майже на третину, при тому, що обсяг видобутку енергетичного вугілля зменшився ледь менше, ніж на 20%. За 2017 р. вугледобувними підприємствами України видобуто 35 млн. тонн вугілля, що на 49 млн. тонн (або на 58%) менше порівняно з відповідним періодом 2013 р. В цілому видобуток енергетичного вугілля склав 28 млн. тонн, він зменшився на 32 млн. тонн (або на 53%), коксівного – 7 млн. т, що менше на 17 млн. тонн (або на 71%).

Слід також відзначити, що проблема лібералізації ринку вугільної продукції та механізмів збуту й ціноутворення залишається однією з найбільш гострих. На теперішній же час взаємовідносини на ринку вугільної продукції (рис. 1.3) формуються за посередництва ДП «Вугілля України», що не сприяє розвитку відносин безпосередньо між виробниками та споживачами [35].



Рисунок 1.3 – Система взаємовідносин ринку вугільної продукції України [35]



В цілому, без переходу до конкурентного ринку вугільної продукції подальша державна підтримка галузі видається безперспективною, оскільки з кожним роком вона потребує все більше й більше коштів на покриття витрат з собівартості, підтримку виробничих потужностей тощо.

Крім того, на теперішній час функціонування ринку вугільної продукції в Україні значно ускладнене й через проведення АТО в основних вугледобувних регіонах. Так, тільки 8 вугледобувних підприємств-партнерів ДП «Вугілля України» з 24 у Донецькій та Луганській областях знаходяться на території, що підконтрольна Україні, що унеможлиблює нормальне функціонування ринку вугільної продукції [35].

Аналізуючи зміни на ринку вугільної продукції постає питання про використання непроектного вугілля за рахунок, як розвитку новітніх ефективних технологій [24, 26, 27], так і пошуку шляхів покращення існуючих способів спалювання [7, 21, 23, 36]. Вирішення проблем, що виникають при спалюванні різних видів НТП з високою економічністю та ефективністю додатково ускладнюється зниженням якості вугілля, та погіршенням умов для режимів роботи ТЕС [3, 37, 38]. Мала кількість маневрених потужностей та непроектна якість вугілля призводять до перевитрати палива та прискореного зношення котельного устаткування.

Варто відмітити, що за останні 30 років обсяги збагачування низькосортного вугілля постійно зменшувались [39-41] (табл. 1.4).

Таблиця 1.4 – Показники виробничих потужностей на збагачувальних фабриках (ЗФ) України за період 1980-2015 рр

Звітний рік	1980	1990	1995	2000	2005	2015
Виробнича потужність по видобутку, <i>млн. тонн</i>	>230	>200	143,3	111,2	91,5	88,4
Видобуток в Україні, <i>млн. тонн</i>	215,1	182,5	94,7	79,2	77,2	84,1
Переробка на ЗФ, <i>млн. тонн</i>	158,0	159,3	63,3	47,9	68,7	72,9

Разом з тим неодноразово доводилось, що існуючі потужності сучасних фабрик по збагаченні твердого палива можуть забезпечити переробку більшої частини енергетичного вугілля, хоча їх завантаження на сьогоднішній час становить лише 60-80% проектної потужності [39-41]. Ситуація частково покращилась після впровадження в 2002 році стандартів на якість вугілля для ТЕС [42-44].

Для достатнього забезпечення паливом пиловугільних ТЕС та ТЕЦ збільшення обсягів видобутку енергетичних марок вугілля має супроводжуватись випереджувачим збільшенням кількості збагачення НТП. Проте із 43-ох ЗФ тільки 15 обладнані сучасним устаткуванням, що придатне для збагачення фракцій до 0 (0,5) мм. В 1995-2000 роках всі ЗФ були найменше завантаженні ~ на 40-45%. В 2002 році вперше було досягнуто збільшення частки збагачення енергетичного вугілля за рахунок зниження завантаження старіших та збільшення завантаження нових ЗФ (див. табл. 1.5).

Слід зазначити, що якість твердого палива, що надходить на ТЕС та ТЕЦ України постійно погіршувалась, а з підвищенням тарифів на транспортування все частіше виявляються конкурентоспроможними місцеве вугілля. Тепер більшість теплових електростанцій отримують для спалювання непроектне чи низькосортне тверде паливо, що не відповідає вимогам якості та безпеки для спалювання в їх пиловугільних котлах [39, 45].

Проте перехід на використання у «великій» енергетиці НТП на основі традиційних шляхів підготовки і спалювання пов'язаний із конкретними та дуже вагомими труднощами. Наявні в котлоагрегатах напіввідкриті топки (для камерного спалювання вугілля) недостатньо пристосовані для ефективного спалювання непроектного вугілля з високою вологістю, зольністю та великим вмістом дрібної фракції, що призводить до зниження економічності процесу генерації електричної енергії на ТЕС та ТЕЦ, де використовується технологія факельного спалювання [46-48]. Незгорівший, але висушений до цілковитої втрати вологи, а тому навіть більш калорійний ніж вихідне тверде паливо вугільний пил виноситься з топки разом із димовими газами. Як показують

випробування котлів, спалювання несортowanego вугілля в напіввідкритих топках пов'язане із понаднормативними тепловими втратами і в першу чергу з механічним недопалом, рівень якого сягає 15-30% [23, 37].

Необхідно зазначити, що основні види твердого палива, що використовується на теплових електростанціях України поділяються на природні та штучні [43, 49]. Природне паливо – вугілля добувають в основному шахтним або відкритим способом. Чим більший відсоток вмісту горючих елементів в паливі, в першу чергу, вуглецю та водню, тим вища його теплота згоряння. Кисень  $O^r$ , що є в паливі, теплоти не виділяє, проте завдяки його наявності в структурі вугілля частина складових палива виявляється вже окисленою. Золу  $A^r$  і вологу  $W^r$  вважають баластом палива. Волога, що знаходиться в паливі, знижує частку горючих елементів в одиниці маси чи об'єму і на своє випаровування при горінні палива відбирає близько 600 ккал (2,5 МДж/кг) теплоти на 1 кг вологи. При проведенні випробувань котлів склад палива і його теплоту згоряння визначають експериментально [42,43, 50, 51].

При нагріванні тверде паливо розпадається на газоподібні леткі речовини і твердий нелеткий залишок (кокс). В коксі практично залишаються лише вуглець та зола. Вихід летких речовин в твердому паливі визначають у відсотках по відношенню їх маси до робочої чи сухої беззольної маси палива і позначають, відповідно,  $V^r$  або  $V^{daf}$  [26, 49-52].

Згідно з [43, 44] за своїми теплотехнічними характеристиками тверде паливо можна класифікувати наступним чином:

- паливо високовологе – тверде паливо з високим вмістом вологи, приведена (на 1000 ккал/кг) волога якого більше 8%;
- паливо високозольне – тверде паливо з високим вмістом золи та різних гірничих домішок, приведена (на 1000 ккал/кг) зольність якого більша 10%;
- паливо низькосортне – тверде паливо, що характеризується високою зольністю і/чи вологістю, з нижчою теплотою згоряння менше 3500 ккал/кг (15 МДж/кг).

В результаті тривалої виробітки шахт, значного спрацювання вугільних басейнів, переходу на механізоване вуглевидобування, погіршення геологічно-гірничих умов видобування, якісні характеристики твердого палива більшості вугільних басейнів України погіршилися. Загальне зниження якісних характеристик вугілля спричинене комплексним процесом, обумовленим зростанням його баласту [3, 18, 38]. Найбільш наглядно характер зміни якості вугілля простежується в останні роки у Львівсько-Волинському та Донецькому вугільних басейнах.

Як правило, на ТЕС та ТЕЦ використовують марки вугілля А, П, та частково Ж, Г, ДГ, Д, решта вугілля надходить на процес коксування (див. рис. 1.1, 1.2). За своїми реакційними властивостями антрацит та пісне вугілля належать до категорій найбільш інертних твердих видів палива, а відповідно до числа важких для спалювання у зв'язку зі слабким розвитком пористої структури і малим виходом летких речовин, низькою реакційною здатністю і необхідністю тонкого помелу, низькою розмельною здатністю і великою абразивністю, високою температурою займання [29, 53, 54].

Труднощі, що виникають впродовж багатьох років при спалюванні вищевказаного вугілля ускладнюються погіршенням його характеристик. Тенденцію погіршення теплотехнічних характеристик твердого палива, що надходить на ТЕС та ТЕЦ України в порівнянні з його проектними показниками можна спостерігати на рис. 1.4. Середня нижча теплота згоряння вугілля, що спалювалось на ТЕС та ТЕЦ у 1975 році коливалась в межах 5200-5400 ккал/кг (21,8-22,6 МДж/кг), в той час як у 2015 році – 4700-4900 ккал/кг (19,7-20,5 МДж/кг). Погіршення якості відбувалось, за рахунок збільшення середніх вологості з 8-9% у 1975 році до 10-11% у 2015 році, та зольності з 23-25% у 1975 році до 26-28% у 2015 році (див. рис. 1.4). Аналіз статистичних даних, зображених графіками на рис. 1.4, констатує суттєве погіршення теплотехнічних показників якості твердого палива, що надходило на наведені на рис. 1.4 ТЕС та ТЕЦ протягом звітних 40 років.

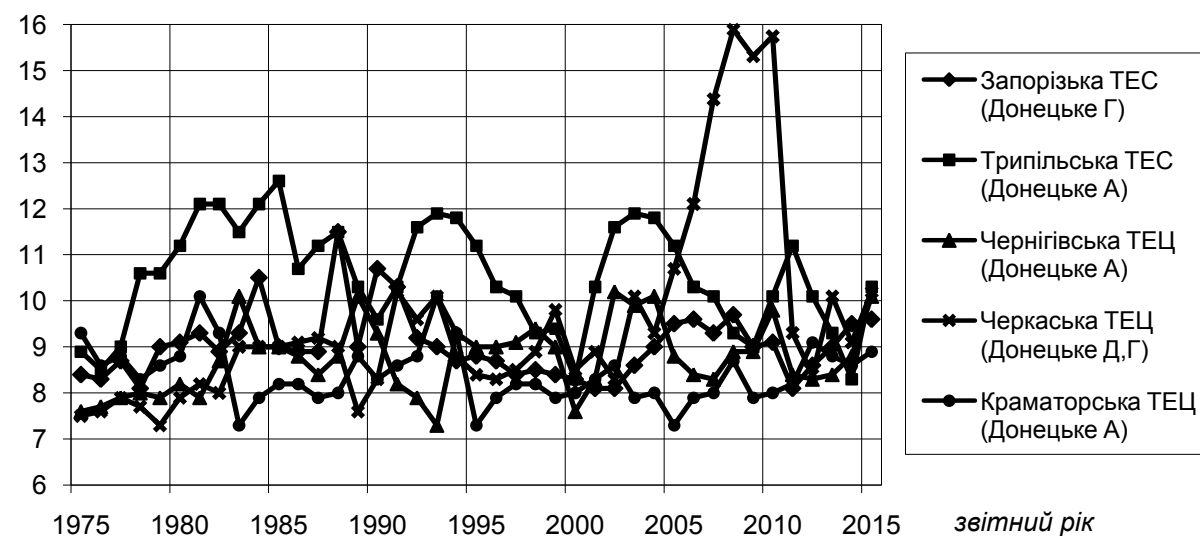


Рисунок 1.4 – Показники якості вугілля, що спалювалось на ТЕС та ТЕЦ

Зміна якісних характеристик вугілля часто відбувається і протягом однієї доби чи робочої зміни. Приклади типової для Трипільської ТЕС щодобової зміни якості вугілля, що фіксувалася протягом дослідів, наведено в табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Середня щодобова зміна характеристики вугілля АШ, що спалювалось під час проведення експериментів на Трипільській ТЕС

Характеристика АШ			Витрата газу на підсвічування одного корпусу, тис. м <sup>3</sup> /год
$Q_i$ , ккал/кг, (МДж/кг)	$A$ , %	$W$ , %	
5577 (23,35)	18,1	9,8	7,4
4372 (18,30)	32,5	10,6	5,8
5254 (21,99)	25,3	6,7	10,0
4512 (18,89)	34,4	7,1	10,0
5337 (22,34)	21,0	9,7	10,0
5534 (23,17)	18,8	9,4	10,0
4962 (20,77)	26,9	8,7	10,0
4897 (20,50)	26,8	9,3	5,5
4839 (20,26)	31,1	6,1	5,5
4755 (19,91)	33,9	5,3	5,5
3963 (16,59)	41,3	7,1	10,0
4742 (19,85)	30,7	7,6	5,5
4922 (20,61)	30,3	6,0	6,0
5394 (22,58)	23,5	6,5	6,0
4972 (20,82)	28,3	7,1	6,0
5287 (22,13)	23,7	7,6	6,0
5539 (23,19)	19,7	8,3	6,0
5426 (22,72)	23,3	7,1	6,0
4961 (20,77)	28,9	7,4	6,0
5605 (23,46)	20,7	7,4	6,0

Це пов'язано з частим надходженням енергетичного вугілля одночасно з кількох збагачувальних фабрик та шахт. При чому, як видно з табл. 1.5, діапазон коливання значення робочої зольності протягом 20 робочих днів становить ~ 23%, вологості ~ 6%, калорійності ~ 1600 ккал/кг (6,7 МДж/кг).

Неконтрольована подача різноякісного вугілля ускладнює організацію режиму горіння та змушує оперативний персонал забезпечувати надійну роботу котлів шляхом збільшення витрати газу чи мазуту на підсвічування пилувугільного факелу [55, 56].

Під час аналізу теплотехнічних характеристик твердого палива деякі автори використовують також відносні показники якості такі, як коефіцієнти відносної вологості, зольності та нижчої теплоти згоряння палива [49, 52].

Ці коефіцієнти являють собою відношення фактичного значення показника за звітний період часу до його проектного величини. Проектне значення якісних характеристик вугілля приймається у відповідності з [57-59].

Коефіцієнт відносної теплоти згоряння вугілля  $K(Q_i^r)$  становитиме:

$$K(Q_i^r) = \frac{(Q_i^r)_\phi}{(Q_i^r)_n}, \quad (1.1)$$

де  $(Q_i^r)_\phi, (Q_i^r)_n$  – відповідно фактична та проектна нижча теплота згоряння на робочий стан палива.

Коефіцієнт відносної зольності вугілля  $K(A^r)$  становитиме:

$$K(A^r) = \frac{(A^r)_\phi}{(A^r)_n}, \quad (1.2)$$

де  $(A^r)_\phi, (A^r)_n$  – відповідно фактична та проектна зольність на робочий стан палива.

Коефіцієнт відносної вологості вугілля  $K(W^r)$  становитиме:

$$K(W^r) = \frac{(W^r)_\phi}{(W^r)_n}, \quad (1.3)$$

де  $(W^r)_\phi, (W^r)_n$  – відповідно фактична та проектна вологість на робочий стан палива.

Інтерпретація коефіцієнтів динамічної зміни відносних показників якісних характеристик твердого палива різних вугільних басейнів нашої держави наведена на рисунку 1.5. Аналізуючи дані криві, можна стверджувати, що за останні 40 років коефіцієнт відносної зольності палива вугільних басейнів України зріс на  $\sim 0,25-0,30$ , коефіцієнт відносної калорійності вугілля знизився на  $\sim 0,10-0,15$  у порівнянні з проектними показниками при  $K(Q_i^r)=1$ , коефіцієнт відносної вологості зріс на  $\sim 0,10-0,15$ .

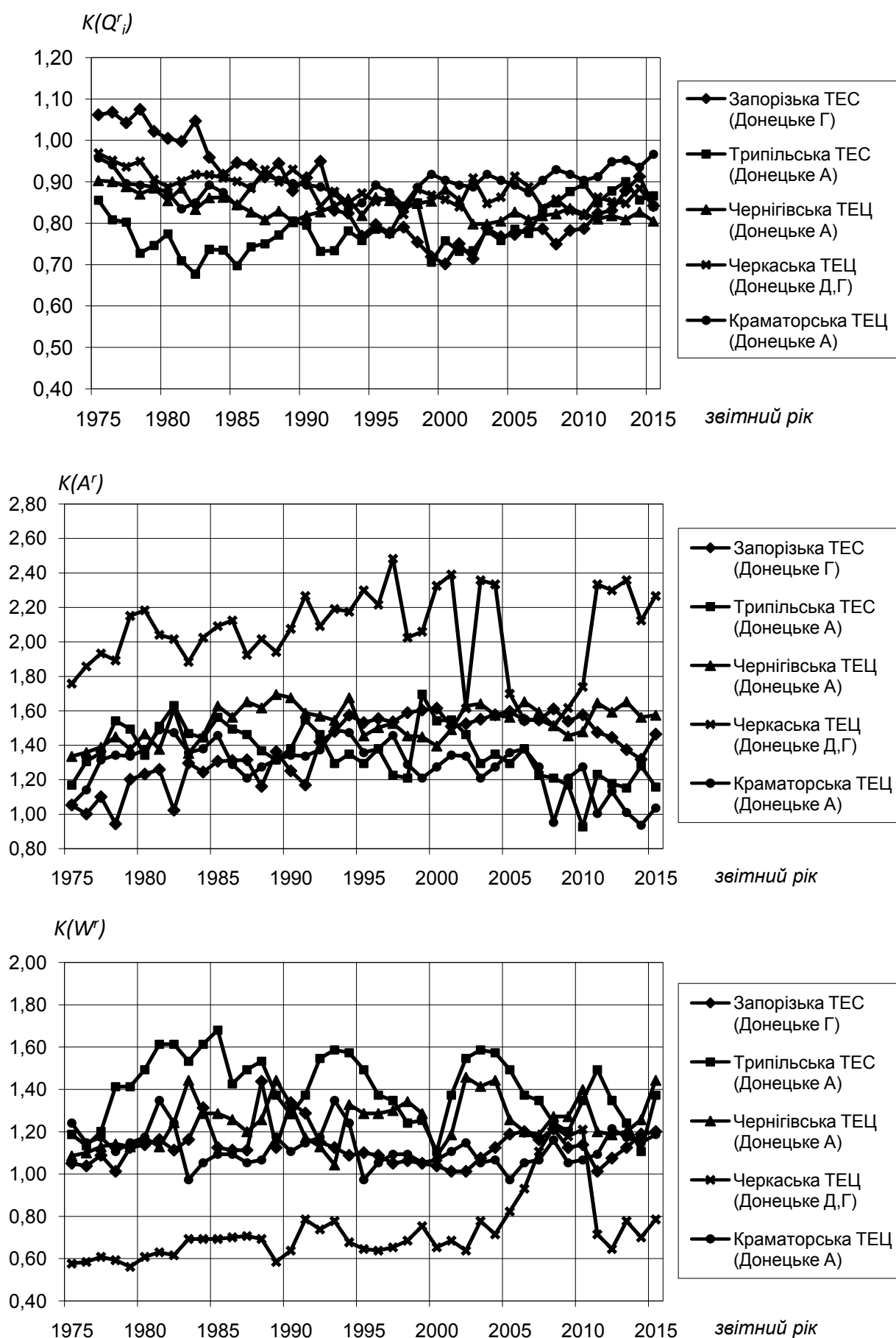


Рисунок 1.5 – Динаміка зміни приведених показників якості вугілля



Також слід зазначити, що впродовж 2010-2013 рр. вітчизняний ринок енергетичного вугілля був відносно збалансованим, тобто забезпечив потребу ТЕС та ТЕЦ у твердому паливі по розподілу за марками, за кількістю і якісними характеристиками, що дозволило відмовитись від газомазутного «підсвічування» і зменшити частку газу в паливній базі ТЕС до 2%, тобто до рівня витрат на пуски котлоагрегатів [7].

Проте внаслідок початку бойових дій на сході України та тимчасової втрати контролю над згаданою територією в структурі паливостачання на ТЕС відбулись значні зміни, а саме нестача вугілля марок АШ та П, що призвело до спалювання в антрацитових котлах НТП або бінарних вугільних сумішей у різних співвідношеннях [39, 60].

На підконтрольній території існують значні запаси та потужності з видобутку вугілля марок Г, ДГ. У 2015 р. вугільні підприємства ДТЕК в основному забезпечили електростанції ТОВ «ДТЕК Енерго», що спалюють газове вугілля, власною вугільною продукцією [60].

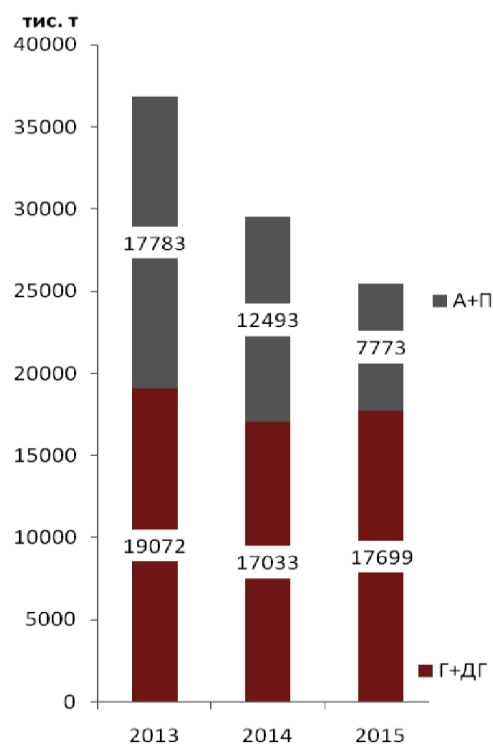


Рисунок 1.6 – Річні поставки на ТЕС марок енергетичного вугілля

Державні ж підприємства видобули лише 4,8 млн. т вугілля, хоча їх виробничі потужності значно більші. Справа в тому, що потенційними споживачами вугільної продукції державних компаній залишаються лише Вуглегірська ТЕС (до 2,6 млн. т на рік), Калуська і Черкаська ТЕЦ (до 1,3 млн. т на рік) [61, 62]. Проте саме обмеження збуту збільшує собівартість вугілля державних підприємств.

Проте головною (на думку автора даному питанню не надавалось достатньої уваги) залишається проблема стану шахтного фонду. Шахти ще більше старішають, і через 20-30 років перетворяться у вельми складні та обтяжливі підприємства, що працюють з низькою ефективністю і небезпечними умовами праці. Донбас в значній мірі вичерпує свої вуглевидобувні можливості. Це відноситься і до Львівсько-Волинського басейну. Для збереження вугільної галузі необхідні реконструкції підприємств з відносно сприятливими гірничо-геологічними умовами та будівництво нових шахт.

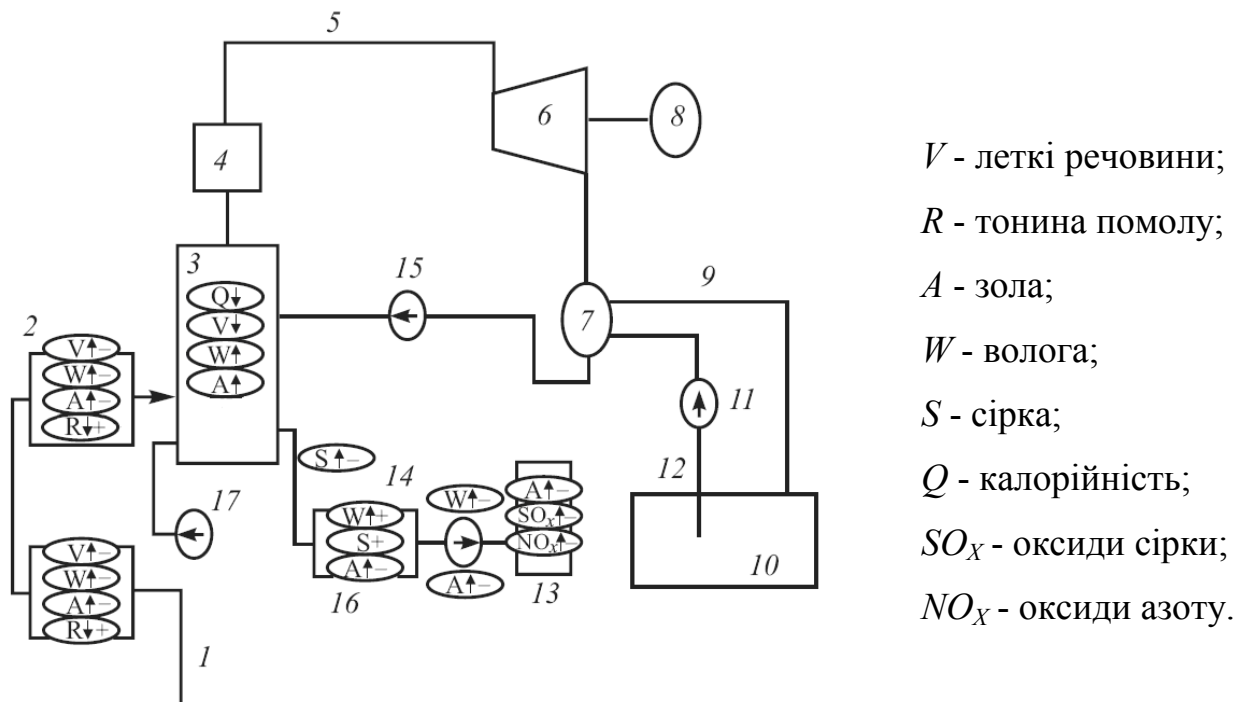
На найближчу перспективу потрібно зробити акцент на переважаюче видобування більш цінних марок енергетично вугілля і поступовий перехід на їх повне збагачення, облагородження низькосортного бурого і кам'яного вугілля, укрупнення дрібної вугільної фракції з метою переведення її в висококалорійний і зручний для споживання продукт.

Задачі вітчизняної теплової енергетики – це навчитись спалювати на антрацитових котлах непроектне пісне вугілля з характеристиками, що відрізняються від проектних та розширити сферу споживання газового вугілля (обмін з приватними підприємствами, бінарні вугільні суміші на антрацитових котлах, переведення на газове вугілля антрацитових і газомазутних котлів).

Тому стає зрозумілим, що в ПЕК України виникли важливі проблеми, пов'язані зі значними змінами спалюваного твердого палива найбільших вугільних басейнів (Дніпровського, Львівсько-Волинського, Донецького), що створило суттєво нові умови експлуатації устаткування ТЕС та ТЕЦ, з необхідністю диверсифікації джерел постачання та пошуку нових методів спалювання НТП.

### 1.3 Характер впливу показників твердого палива на роботу котельного устаткування

В сучасних умовах ринкової економіки більшість українських ТЕС та ТЕЦ вимушені шукати можливість використання НТП з подібними якісними характеристиками із забезпечення ефективності виробництва електроенергії та без завдання шкоди устаткуванню. Вплив зміни основних характеристик вугілля на конкретні вузли ТЕС та ТЕЦ схематично зображено на рис. 1.7.



1 - паливоподача; 2 - пилотприготування; 3 - топка котла; 4 - пароперегрівник;  
 5 - паропровід; 6 - парова турбіна; 7 - конденсатор; 8 - генератор; 9 - зворотня циркуляційна вода; 10 - водосховище; 11 - циркуляційний насос; 12 - пряма циркуляційна вода; 13 - димова труба; 14 - димосос; 15 - живильний насос;  
 16 - золовловлювач; 17 - дуттьовий вентилятор.

Рисунок 1.7 – Принципова технологічна схема твердопаливних ТЕС та ТЕЦ

Вплив деяких теплотехнічних характеристик твердого палива (наприклад,  $A^r$ ,  $W^r$ ,  $V^{daf}$ ,  $Q_i^r$ ) на роботу котла та його вузлів можна оцінити за відомими методиками, наприклад [46, 49, 52], проте охопити вплив усього відомого їх переліку для нестабільних та невизначених сумішей вугілля дуже складно.

### 1.3.1 Вплив вологості

Робоча вологість вугілля  $W^*$  – є однією з його найважливіших якісних характеристик палива. Її наявність в паливі суттєво погіршує його технологічні характеристики, знижує його теплоцінність, створює значні труднощі при транспортуванні та підготовці до спалювання [63, 64].

Вологість, за якої паливо набуває якостей налипання на поверхні [65, 66], називається розрахунковою вологістю налипання  $W_{p.n.}$ . Значення  $W_{p.n.}$  для високовологого палива набагато більше значення їх робочої вологості  $W^*$ . Для твердого палива з високим ступенем вуглефікації (кам'яного вугілля марок Ж, П, А) значення  $W_{p.n.}$  близьке до  $W^*$ . Різниця  $W_{p.n.} - W^*$  називається резервною вологомисткістю  $\Delta W^*_{рез}$ , яка показує на скільки може бути допустимим зволоження палива вище значення  $W^*$  без здатності до налипання. Значення  $W_{p.n.}$  та  $\Delta W^*_{рез}$  для деяких марок українського вугілля наведені в таблиці 1.6.

Таблиця 1.6 – Характеристика показників вологості різних марок вугілля

Вугілля	Марка	$W^*$ , %	$W_{p.n.}$ , %	$\Delta W^*_{рез}$ , %
Донецьке	Д	13,0	18,0	5,0
Донецьке	Г	7,5	12,0	4,5
Донецьке	П	4,5	6,0	1,5
Донецьке	АШ	8,5	12,0	3,5
Львівсько-Волинське	Г	10,0	15,5	5,5

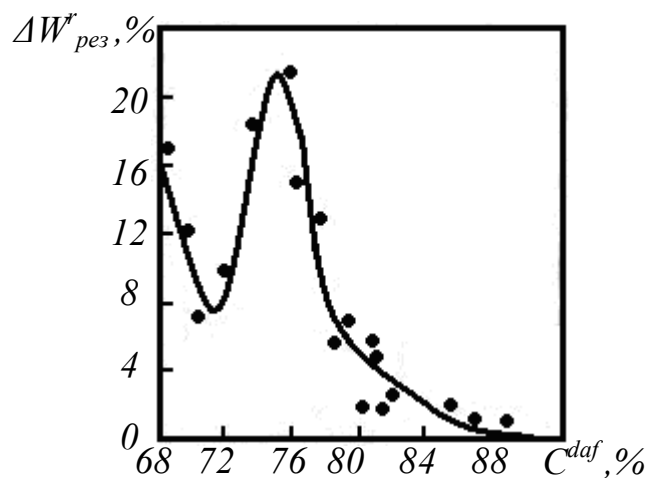


Рисунок 1.8 – Резервна вологомисткість в залежності від вмісту вуглецю на горючу масу палива

Спостерігається деяка залежність між резервною вологомісткістю та ступенем вуглефікації палива. Максимальна резервна вологомісткість спостерігається у торфу та бурого вугілля. Зі збільшенням вмісту вуглецю в паливі  $\Delta W_{рез}^*$  знижується, як це показано на рисунку 1.8.

В зимовий період за низької температури високовологе вугілля здатне до змерзання. Надходження на ТЕС та ТЕЦ такого палива надзвичайно ускладнює роботу тракту паливоподачі [67, 68].

Найбільший вміст води в паливі, за якого ще не виникає його змерзання, характеризується так званою вологою змерзання  $W_{зм}$ , яка для всіх видів палива близька до гігроскопічної і менша за робочу. Характеристика енергетичних палив за показником  $W_{зм}$ , наведена в таблиці 1.7. Як бачимо (табл. 1.7) волога змерзання зменшується при зниженні виходу летких речовин та зольності.

Таблиця 1.7 – Вологість змерзання деяких марок вугілля

Тверде паливо	Вихід летких $V^{daf}$ , %	Зольність $A^d$ , %	Волога, %			
			робоча $W^*$ , %	сипучості $W_{сип}$ , %	гігроск. $W_{гигр}$ , %	змерзання $W_{зм}$ , %
Торф фрезерний	70,0	17,1	50,0	53,0-58,0	35,0	44,0
Дніпровське буре вугілля	59,0	36,0	54,0	57,0-62,0	39,0	48,0
Донецький антрацит	4,0	19,5	7,5	9-10	5,5	10,4
Львів.-Волин. газове вугілля	39,0	30,0	10,0	12,0-17,0	8,0	17,5

При наднормативній приведеній вологості вугілля можливе обмеження сушильної продуктивності систем пилоприготування, що, в свою чергу, призводить до збільшення вологості готового пилу і до зниження надійності та економічності його спалювання в котлоагрегаті [65, 68]. Збільшення робочої води приводить до збільшення об'єму випарів води та швидкостей димових газів в конвективних поверхнях нагріву. Таке підвищення швидкостей посилює абразивне зношення поверхонь нагріву та газоходів і може спричинити обмеження продуктивності димососів і, як наслідок, продуктивності котлів.

### 1.3.2 Вплив зольності

Зольність вугілля на робочий стан  $A'$  практично повністю визначається мінеральними домішками, внесеними в поклади викопного палива в процесі його формування (вторинні домішки), і гірською породою, що потрапляє в паливо в процесі видобування (третинні домішки) [38, 69]. При горінні вугілля в умовах підвищеної температури ( $>1000^{\circ}\text{C}$ ) утворюється декілька видів так званих осередкових залишків: шлак, летка зола і провал.

При обмеженому доступі повітря і обмеженому часі горіння може не відбутися повне вигорання вугілля і, залишений в золі вуглець, виконуватиме функцію клейкого чинника [55]. Такі процеси призводять до інтенсивного шлакування поверхонь нагріву і, як результат, погіршення тепловідведення поверхонь нагріву.

Підвищення загальної зольності [47] (при підвищенні частки абразивних складових  $\text{SiO}_2$ ,  $\text{Al}_2\text{O}_3$  та ін.) зазвичай призводить до зношення устаткування ТЕС та ТЕЦ: системи транспортування вугілля, дробильного вуглерозмельного устаткування, конвективних поверхонь нагріву котлів та лопаток димососів. Збільшення зольності також ускладнює роботу золовловлювальних установок і погіршує екологічні показники електростанції.

Згідно [70] масові концентрації речовин у вигляді суспендованих твердих частинок, недиференційованих за складом, для існуючих установок під час спалювання твердого палива не повинні перевищувати значень у таблиці 1.8.

Таблиця 1.8 – Поточні норми допустимих викидів речовин у вигляді суспендованих твердих частинок, недиференційованих за складом

Тип топки теплосилової установки	Тип пиловловлювача	Технологічні нормативи, $\text{мг}/\text{м}^3$
З рідким видаленням шлаку	Електрофільтр з довжиною електродів 12 м і більше	400
	Електрофільтр з довжиною електродів менше 12 м	1000
З твердим видаленням шлаку	Електрофільтр	1000
Для усіх типів	Мокрі золовловлювачі	1300
	Батарейні циклони	2000

### 1.3.3 Вплив гранулометричного складу

Гранулометричний склад вихідного палива і готового вугільного пилу ( $R_5$ ,  $R_{10}$ ,  $R_{90}$ ,  $R_{200}$ ) характеризує відповідно вихідне паливо та вугільний пил по залишках на ситах з розмірами вічок 5 і 10 мм для вугілля, а також 90 і 200 мкм для готового вугільного пилу [71, 72].

Надійність займання пилу безпосередньо пов'язана з величиною його повного залишку ( $R_{90}$ ), а повнота його вигорання – з наявністю грубих фракцій 200 мкм ( $R_{200}$ ), що визначає втрати тепла з механічним недопалом. Вирішення рівняння Розіна-Раммлера, дозволяє отримати залежність між  $R_{90}$  та  $R_{200}$ :

$$R_{200} = 100 \left( \frac{R_{90}}{100} \right)^{2,2^n}, \quad (1.4)$$

де  $R_{90}$ ,  $R_{200}$  – відповідно величина залишку пилу на ситі з розмірами вічок 90 мкм та 200 мкм,  $n$  – показник полі дисперсності (залежить від типу млина).

Економічна тонина помелу вугілля вибирається на підставі рішення оптимізаційної задачі, яка забезпечує, з одного боку, ефективність спалювання палива шляхом повноти вигорання пилу ( $E_{q4}$ ), а з іншого – мінімумом витрат електроенергії на пилоприготування ( $E_M$ ), (рис. 1.9) [71, 72].

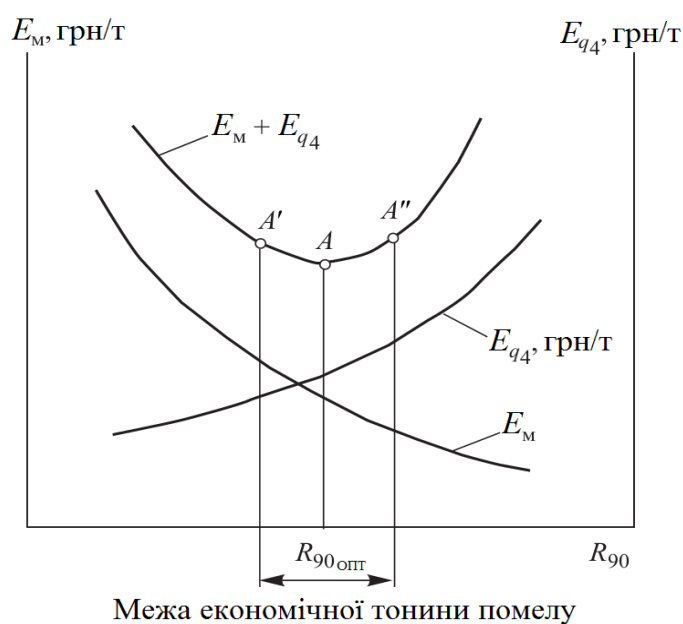


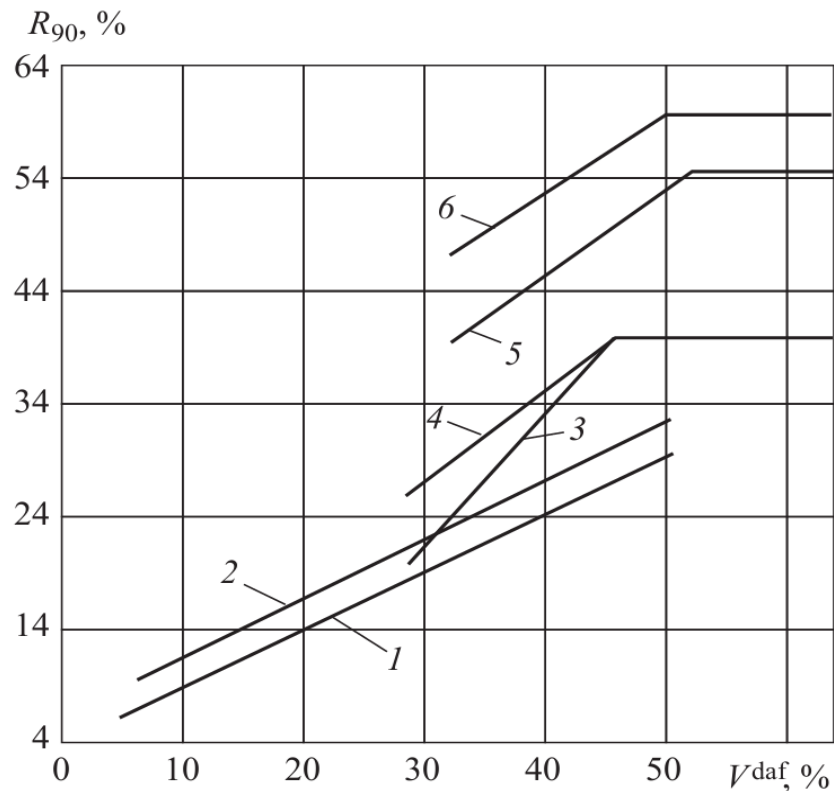
Рисунок 1.9 – Залежність витрат на пилоприготування від тонини помелу палива

Процес займання і горіння вугільного пилу при інших рівних умовах, наприклад, при однаковій тонині помелу, в значній мірі визначається виходом летких речовин. На підставі численних експлуатаційних даних у [71, 73] запропоновано залежності між кількістю летких речовин ( $V^r$ ) та необхідною тониною помелу пилу ( $R_{90}$ ), що забезпечує його стійке займання та вигорання.

$$R_{90} = \alpha + \beta V^r, \quad (1.5)$$

де  $\alpha = 8; 6$ ,  $\beta = 0,9; 0,7$  – безрозмірні коефіцієнти за експериментальними даними.

Різні значення  $R_{90}$  для одного і того ж виду і марки палива пов'язані з тим, що потрібно враховувати не тільки величину виходу летких, але і тип розмельного пристрою, що використовується для отримання пилу.



- 1 - АШ, напівантрацит, пісне і кам'яне вугілля при розмелі в КБМ; 2 - пісне і кам'яне вугілля при розмелі в СМ; 3 - кам'яне вугілля при розмелі в ММ; 4 -буре вугілля при розмелі в КБМ; 5 - буре вугілля при розмелі в СМ; 6 - буре вугілля при розмелі в ММ та М-В.

Рисунок 1.10 – Вибір тонини помелу пилу в залежності від виходу летких речовин



### 1.3.4 Вплив виходу летких речовин

Вихід летких речовин  $V^{daf}$  визначає марку та реакційну здатність вугілля. Завдяки йому визначаються: конструктивні особливості топки та пальників, потрібна тонину помелу ( $R_{90}$ ,  $R_{200}$ ) при факельному спалюванні, а також здатність до займання твердого палива та стійкість його горіння [26, 74]. За низьких значень  $V^{daf}$  виникає потреба підсвічування факелу мазутом чи газом.

В об'єм летких речовин, по методиці їх визначення [51], входять не тільки горючі леткі гази (в основному, вуглеводні), але й негорючі гази, наприклад, азот, вуглекислий газ і випари води. Згідно [43], для визначення марочної належності величину  $V^{daf}$  визначають в сухій знезоленій пробі.

Деякі залежності для шахт Донецького басейну з вугіллям марок П та Г отримані під час випробувань на ТЕС та ТЕЦ України наведені в табл. 1.9 та представлено на графіках рис. 1.11.

Таблиця 1.9 – Залежність характеристик вугілля від вмісту летких речовин

Золь- ність $A^d$ , %	Вихід летких $V^{daf}$ , %	Елементарний склад $daf$ , %				Теплота згоряння, ккал/кг (МДж/кг)	
		С	Н	О+N	S	$Q_s^{daf}$	$Q_i^r$
Шахта Південнодонбаська №1							
20	41,0	80,67	5,52	12,06	1,75	7950 (33,29)	5547 (23,22)
30	41,2	79,04	5,66	13,16	2,14	7860 (32,91)	4789 (20,05)
46,5	42,9	77,73	5,78	13,74	2,75	7648 (32,02)	3815 (15,97)
Шахта Південнодонбаська №3							
20	39,5	83,28	5,31	10,03	1,38	8050 (33,70)	5620 (23,53)
30	40,5	81,87	5,52	11,18	1,43	7950 (33,29)	4847 (20,29)
42,3	42,5	79,14	5,85	12,97	2,04	7755 (32,47)	3581 (14,99)
Шахта Добропільська							
20	36,8	81,14	5,35	11,36	2,25	8000 (33,49)	5583 (23,37)
30	38,0	79,52	5,48	12,43	2,57	7850 (32,87)	4783 (20,03)
41,6	40,8	77,32	5,76	14,02	2,90	7571 (31,70)	3818 (15,98)
Шахта Білозерська							
20	35,5	82,03	5,47	10,25	2,25	7900 (33,08)	5510 (23,07)
30	36,5	80,68	5,84	10,91	2,57	7750 (32,45)	4719 (19,76)
45,2	41,6	79,48	6,08	11,43	3,01	7570 (31,69)	3531 (14,78)

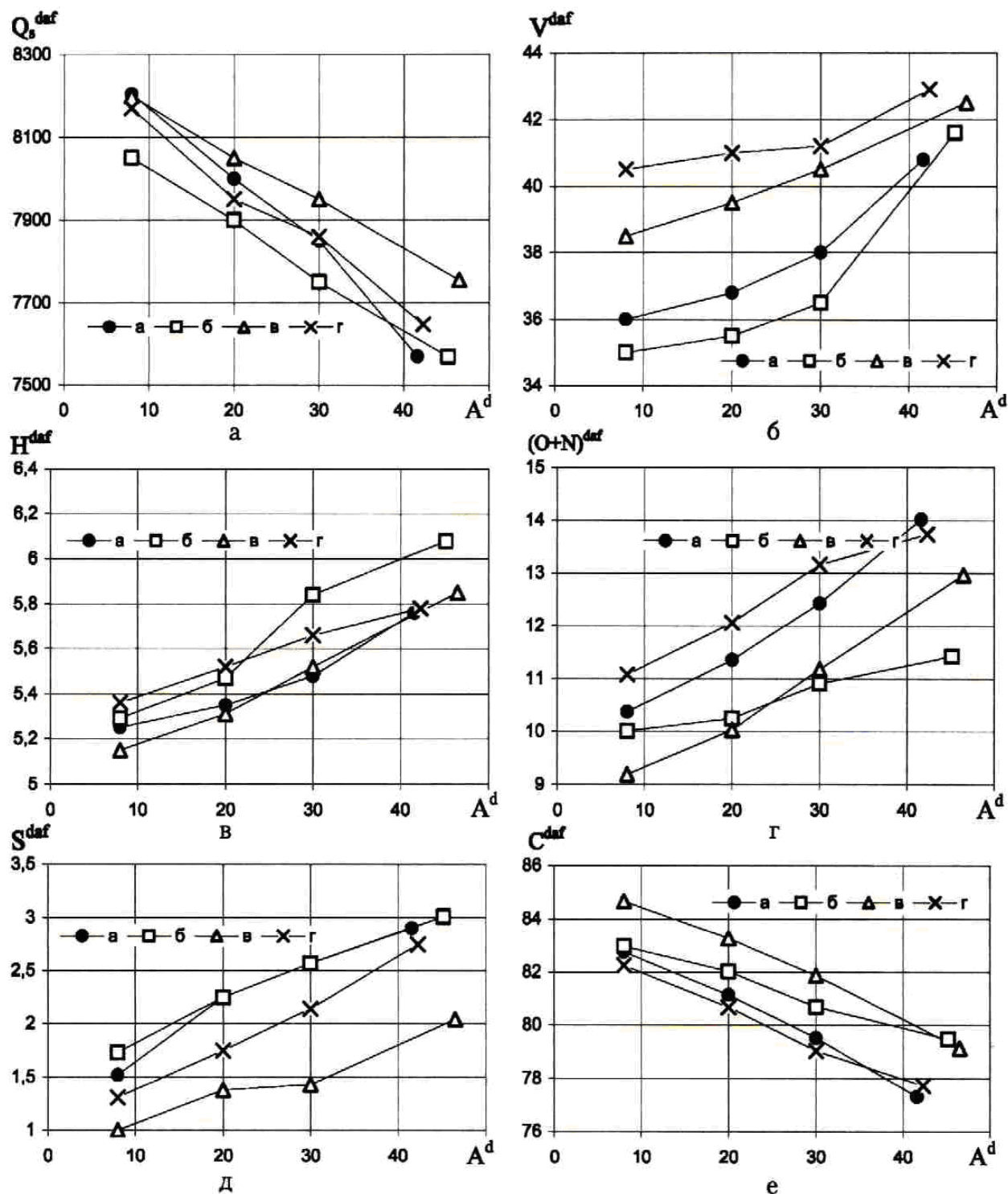


Рисунок 1.11 – Залежність значень  $Q_s^{daf}$  – (а),  $V^{daf}$  – (б),  $H^{daf}$  – (в),  $(O+N)^{daf}$  – (г),  $S^{daf}$  – (д),  $C^{daf}$  – (е) від зольності вугілля  $A^d$ , % (Відповідність кривих:

Шахта Добропільська – (а), Шахта Білозерська – (б),

Шахта Південнодонбаська №3 – (в), Шахта Південнодонбаська №1 – (г))

### 1.3.5 Вплив інших показників

Вміст сірки  $S^r$  визначає допустиму температуру відхідних газів, оскільки лімітується зростанням температури початку сірчаноокислотної корозії (точка роси  $H_2SO_4$ ) металевих елементів повітропідігрівачів та інших низькотемпературних конвективних поверхонь нагріву [75]. При відсутності сіркоочисних установок невелике зв'язування оксидів сірки можливе за рахунок оксидів  $CaO$  (містяться в паливі або додаються спеціально) та часткового розчинення оксидів сірки в установках мокрого золовловлювання [73, 74].

Згідно [70] масові концентрації діоксиду сірки для існуючих установок під час спалювання твердого палива не повинні перевищувати значень, наведених у табл. 1.10.

Таблиця 1.10 – Поточні технологічні нормативи допустимих викидів діоксиду сірки

Тип палива	Технологічні нормативи допустимих викидів діоксиду сірки, $мг/м^3$
Антрацит (А) та пісне вугілля (П): спалювання в ЦКШ факельне спалювання	400 3400
Пісне вугілля (П)	4500
Кам'яне вугілля (Д, Г, Ж, К)	5100
Буре вугілля (Б)	5100

Вміст  $CaO$  в золі визначає здатність до утворення твердих і складних для видалення відкладень на конвективних поверхнях нагріву. Такі відкладення починають зазвичай утворюватися при вмісті  $CaO$  в золі більше 13-15%.

Загальну кількість утворених оксидів азоту можна розділити на дві частини: утворені з азоту палива  $N^r$  і утворені з азоту повітря, які по-різному залежать від: максимальних температур газів в топках котлів, надлишків повітря в різних зонах топки, тобто від технології спалювання.

Згідно [70] масові концентрації оксидів азоту (в перерахунку на діоксид азоту) для існуючих установок під час спалювання твердого палива не повинні перевищувати значень, наведених у табл. 1.11.

Таблиця 1.11 – Поточні технологічні нормативи допустимих викидів оксидів азоту

Тип палива	Тип топки теплосилової установки, паропроодуктивність	Технологічні нормативи допустимих викидів оксидів азоту, $\text{мг/м}^3$
Кам'яне та буре вугілля	рідке шлаковидалення	700
	рідке шлаковидалення, паропроодуктивність не менше 950 $\text{т/год}$	1300
	тверде шлаковидалення	700
	циклонна топка	2000
Антрацит (А) та пісне (П) вугілля	рідке шлаковидалення	1300
	рідке шлаковидалення, паропроодуктивність не менше 2650 $\text{т/год}$	1800

Існуючий рівень концентрацій забруднюючих речовин на ТЕС України та вимоги Директиви 2001/80/ЕС і Директиви 2010/75/EU (на 6%  $\text{O}_2$ ) [75] свідчать про невідповідність реальних викидів нормативам (табл.1.12). Перевищення рівня концентрацій забруднюючих речовин сягає по твердих частинках 30–125 разів, по діоксиду сірки  $\text{SO}_2$  – 10–35 разів, а по оксидах азоту  $\text{NO}_x$  – 2,5–9 разів.

Таблиця 1.12 – Існуючий рівень концентрацій забруднюючих речовин на ТЕС України та вимоги Директив 2001/80/ЕС і 2010/75/EU (на 6%  $\text{O}_2$ ) [75]

Забруднююча речовина	Існуючий стан, $\text{мг/нм}^3$	Директива 2001/80/ЕС, $\text{мг/нм}^3$	Директива 2010/75/EU, $\text{мг/нм}^3$
Тверді частинки		50	20
Електростатичні фільтри			
Осаджувальний електрод < 12 м	600-2500		
Осаджувальний електрод > 12 м	250-2100		
Мокрі золовловлювачі Вентурі	1100-3200		
Діоксид сірки $\text{SO}_2$	2000-7000	400	200
Оксиди азоту $\text{NO}_x$	500-1800	200	200

Рівень концентрацій забруднюючих речовин на ТЕС України, питомі та сумарні валові викиди забруднюючих речовин на вугільних ТЕС вимагають невідкладних заходів щодо їх зменшення [76, 77]. Наказ Мінприроди від 22.10.2008 р. № 541 «Про затвердження технологічних нормативів допустимих викидів забруднюючих речовин із теплосилових установок, номінальна теплова потужність яких більше 50 МВт» передбачає скорочення викидів на ТЕС України шляхом реконструкції існуючих енергоблоків з підвищенням ККД до 38% та шляхом впровадження нових технологій очищення димових газів [78].

#### 1.4 Аналіз можливості та ефективності використання НТП на існуючих енергетичних котлах

Останнім часом у світовій та вітчизняній теплоенергетиці все більшого поширення набувають експериментальні дослідження по можливості спалювання НТП в енергетичних пиловугільних котлах.

Причини поставок на теплові електростанції непроектного вугілля та його сумішей в основному зводяться до наступних: дефіцит вугілля певної марки; спроба зниження зольності, вологості і / або вмісту сірки; використання більш дешевого вугілля; спроба поліпшити умови займання антрациту по виходу летких речовин; спроба збуту непроектною або неліквідною вугільною продукції.

У праці [79] автори розповідають про труднощі, пов'язані з використанням НТП (зниження сушильної або розмелювальної продуктивності млинів, збільшення мехнедопалу палива) та при змішуванні різних марок вугілля, в тому числі непроектних (ризик пожежо- та вибухонебезпеки пилосистем і котлоагрегатів), що прямо заборонено у ПТЕ [44] котлоагрегатів.

Для попередження виникнення такого роду проблем у роботі [80] запропонували технологію проведення перед проектного опрацювання конструкторських рішень котельного обладнання на основі спеціалізованого програмного забезпечення. Особлива увага тут приділяється математичній постановці завдання спалювання поліфракційного твердого палива в камерних топках котельних агрегатів, верифікації та адекватності чисельних результатів на прикладі котла БКЗ-420-140 при спалюванні сумішей Ковальського та Бородинського вугілля.

До недавнього часу найважливішим завданням для енергетики України було зниження використання на теплових вугільних електростанціях природного газу і мазуту на підсвічування пиловугільного факелу за рахунок наближення калорійності вугілля до проектних вимог антрацитових котлоагрегатів [37, 45].

Коли ця задача в основному була вирішена, актуальним стало зниження частки паливної складової в собівартості електроенергії. У зв'язку з цим в період 2009-2012 рр. почастишали випадки поставки на ТЕС більш-менш вдало складених паливних сумішей, як сертифікованих, так і під виглядом енергетичного вугілля певної марки, для покращення ефективності займання та економічності спалювання результуючих сумішей.

Зокрема в праці [81] на думку авторів для антрацитових ТЕС (таких як Трипільська, де й проводились випробування спалювання суміші газового вугілля та АШ) паливні суміші з підвищеним виходом летких речовин, які відповідають пісному вугіллю, до складу яких входить газове або «молоде» вугілля, можуть частково замінити пісне вугілля і при спалюванні в суміші з антрацитом знизити частку підсвічування пиловугільного факелу природним газом. Але для забезпечення умов пожежо- і вибухобезпеки пилесистем і котлоагрегатів вони повинні бути складені по жорстких вимогах, зокрема, за класами крупності і зольності компонентів, випробувані на рівномірність змішування і на схильність до сегрегації при розмелюванні, і належним чином сертифіковані.

Проте, як зазначено в [60], починаючи з 2013-2014 рр більшості пиловугільних електростанцій довелося шукати заміну проектному паливу, тобто частково імпортувати вугілля із закордону в результаті того, що значна частина вуглевидобувних підприємств України опинилась на непідконтрольній офіційній владі території.

З наведених даних стає очевидно, що на сьогодні для вітчизняної теплоенергетики виникли нові складні задачі – навчитись спалювати на антрацитових котлах непроектне вугілля та вугільні суміші з характеристиками, що суттєво відрізняються від проектних. Саме тому вирішенню проблем пилоподібного спалювання НТП і присвячена частина третього розділу дисертаційної роботи.

## 1.5 Вплив каталізаторів горіння на процеси спалювання вугільного палива

Відомим є той факт, що зі всього переліку способів активації молекул-реагентів хімічних реакцій найбільш дослідженою є термоактивація, проте можна використовувати й інші джерела енергії [82, 83]. Саме тому в даній роботі розглядається метод додавання каталізатора горіння при спалюванні непроектного вугільного палива, завдяки якому є можливість досягнення ефекту переведення молекул-реагентів в активний стан з суттєво меншими енергетичними затратами.

Існує кілька способів каталізації процесів горіння, як правило погано досліджених в Україні, проте наявні деякі відомості про закордонні розробки у цьому напрямі. Як правило, каталізатори горіння використовують в установках на зразок двигунів внутрішнього згорання, а в промисловій вугільній теплоенергетиці їх вплив на економічність роботи котельного устаткування практично не досліджувався.

У роботі [82] досліджено вплив каталізаторів  $\text{CaO}$ ,  $\text{FeO}$  та  $\text{MnO}$  на реакційну здатність згорання антрациту, використовуючи термогравіметричний аналіз та трубну піч при горінні в середовищі збагаченому киснем. Результати показали, що каталізатори значно впливали на характеристики горіння палива. Для температури згорання було встановлено, що при збільшенні додавання каталізаторів температура згорання спочатку зменшується, а потім підвищується. Значно підвищувалась швидкість горіння при збільшенні кількості добавки. Отримані результати показали, що реакційна здатність вугілля поліпшується проте далі, ніж лабораторна установка вони не застосовувались.

У роботі [83] встановлено, що реакційна здатність пиловугільного палива може бути покращена шляхом додавання продукту випалювання сидериту – сухого каталізатора та його перемішування з масою палива, а оптимальний вміст додавання для бітумного вугілля та антрациту становить 1,5% та 0,5%, відповідно. При оптимальному додаванні швидкість згорання бітумінозного

вугілля та антрациту збільшується на 42,5% і 9,13% відповідно. Температура займання для бітумного вугілля та антрациту знижується на 7°C та 3°C відповідно, а показник вигорання збільшується на 49,2% та на 14,88% у порівнянні з сировиною – бітумним вугіллям та сировиною – антрацитом. Проте це теж були виключно лабораторні дослідження випалювання у печах.

У роботі [84] провели зіставлення каталітичного методу спалювання твердого палива в псевдозрідженому шарі з некаталітичним. Показано, що використання каталізаторів призводить до зниження матеріаломісткості і габаритів теплових установок приблизно на порядок, а питоме навантаження в об'ємі реактора зростає більш ніж в 20 разів. Різко знижується викид токсичних речовин з продуктами згорання палива. Оцінена порівняльна стабільність оксидних неплатинових каталізаторів в процесі каталітичного спалювання палива з додаванням інертного матеріалу та показана перспективність процесу спалювання палива в шарі керамометалевих стільникових каталізаторів. Проте знову ж таки випробування проводились на електричній пілотній установці киплячого шару.

Найдалі у своїх дослідженнях зайшла китайська фірма Asia Coal Catalyst Company із випробуваннями сухого порошкового каталізатору власного виробництва СС-88. За даними компанії економія вугілля при додаванні становить від 2% до 15% на промислових котлах.

В Україні ж проводились випробування рідкого каталізатору горіння виробництва PRIMA Sp. z o.o. (Польща). За даними виробника при подачі рідкого каталізатора у гаряче повітря в результаті піролізу утворюються продукти розпаду, які мають певну кількість вільних атомів О і Н і радикалів ОН (активних центрів), які вступають у розгалужені ланцюгові реакції, як при горінні виділених летких речовин, так і на поверхні коксових частинок. При такому механізмі взаємодії каталізатора з паливо-повітряною сумішшю його можна розглядати як доданий ззовні активатор горіння.

Експериментальні дослідження на підтвердження чи спростування дії наведеного типу каталізатора проводились та описані автором у третьому розділі дисертаційної роботи.

## 1.6 Завдання дослідження та шляхи його вирішення



На основі аналізу вищенаведених даних з перспектив розвитку теплової енергетики та зростання цін на високореакційні види палива, очевидним стає той факт, що Україна зорієнтована на використання вугілля власних родовищ для задоволення своїх енергетичних потреб. У зв'язку з тим, що на вітчизняних електростанціях більше 90% котлів вичерпали свій розрахунковий ресурс, а впродовж останніх 40 років, як правило, надходить НТП, виникає потреба у дослідженні впливу такого палива на ефективність роботи котельного устаткування і вирішення пов'язаних з цим проблем.

На довготривалу перспективу актуальною залишається модернізація теплоенергетики шляхом впровадження технологій киплячого шару, газифікації та ін., в той час, як на поточну перспективу – розроблення та впровадження на електростанціях дієвих малозатратних реконструктивних рішень.

В даній роботі під час досліджень впливу теплотехнічних характеристик вугілля на ефективність роботи вузлів котельного устаткування та розроблення технологій підвищення економічності його роботи використано поєднання експериментальних та аналітичних методів.

Відповідно до сформованих проблем у роботі поставлено наступні завдання:

- аналіз технічного стану, проблем та перспектив розвитку як ТЕС та ТЕЦ зокрема, так і вугільної теплоенергетики України в цілому;
- аналіз зміни в структурі споживання палива, що поступає на електростанції та характер впливу його якості на обладнання;
- проведення аналізу існуючих методів спалювання твердого палива та пошук шляхів вирішення основних проблем, що виникають при цьому;
- проведення теоретичного обґрунтування впливу калорійності, зольності, вологості та інших теплотехнічних характеристик палива на надійність та ефективність роботи енергетичних котлів;
- розроблення методу розрахунку перевитрати вугілля при роботі котлів, спричинених відхиленням якості твердого палива від проектного значення;

- проведення теоретичного та практичного обґрунтування впливу характеристик палива та технічних факторів на утворення механічного недопалу і, як наслідок, ефективність роботи енергетичних котлів;
- розробка експериментально-розрахункового методу визначення впливу каталізатору горіння на зміну питомої витрати органічних видів палива на різних типах котельного устаткування;
- експериментальне визначення зміни теплових втрат в котлі, викидів шкідливих речовин у відхідних газах, витікання рідкого шлаку, надлишків повітря, рівня температурного поля в топці, реакційної здатності палива та, як результат, ККД котельної установки в цілому;
- дослідження впливу складу та виду палива на ефективність додавання каталізатора горіння та визначення доцільності його додавання для роботи котельних агрегатів;
- проведення теоретичного та практичного обґрунтування можливості спалювання непроектних видів палива і їх сумішей на існуючих котлах;
- розроблення нових схем та способів роботи пиловугільних котлів при спалюванні твердого палива.

## Висновки

1. На підставі аналізу ролі теплової енергетики в Україні, особливостей експлуатації ТЕС та ТЕЦ, їх технічного стану і паливної бази обґрунтована необхідність диференційованої модернізації електростанцій.
2. Показано що в останні роки труднощі спалювання вугілля ускладнюються значним погіршенням його якості. За 40-ка літній період якість твердого палива в порівнянні з його проектними показниками змінилась наступним чином: відбулось збільшення робочих вологості з 8-9% у 1975 році до 10-11% у 2015 році, та зольності з 23-25% у 1975 році до 26-28% у 2015 році, зниження калорійності склало 400-600 *ккал/кг* (1,67-2,51 *МДж/кг*) протягом 1975-2015 років. Низька ефективність експлуатації ТЕС та ТЕЦ (питома

витрата палива понад 400 г у.п./( $\text{кВт}\cdot\text{год}$ )) пов'язана зі зношенням обладнання, та старінням технології пилувугільного спалювання з рідким шлаковидаленням.

3. Доведено, що в структурі паливостачання на електростанції відбулись значні зміни, а саме нестача вугілля марки АШ, що привело до спалювання непроектного вугілля та його сумішей у непристосованих для цього антрацитових котлах.

4. Встановлено, що зміна виду та якості вугілля веде до зниження номінальної потужності котлів, погіршення роботи паливоподачі, збільшення тепловтрат і, як наслідок, зниження економічності роботи ТЕС та ТЕЦ.

5. На основі проведеного аналізу обґрунтовано вибір напрямку роботи, який полягає в дослідженні впливу технічного стану обладнання, якості палива та режимних факторів на ефективність роботи енергетичних котлів. При цьому потрібно розробити:

- алгоритм та метод розрахунку впливу якості твердого палива на економічність роботи котельного устаткування;

- нові схеми та способи роботи котлів, які дозволили б підвищити ефективність експлуатації з паливом непроектною якості за рахунок безпеки спалювання та зменшення втрат теплоти з механічним недопалом.

## РОЗДІЛ 2

### АНАЛІТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСІВ ПІДГОТОВКИ ТА СПАЛЮВАННЯ НТП В КОТЕЛЬНИХ УСТАНОВКАХ ТА МЕТОДИ ВИРІШЕННЯ СУПУТНІХ ПРОБЛЕМ

В даному розділі на базі досвіду енергетичного використання НТП та досліджень автора проаналізовано процеси горіння, що відбуваються в топках котлів: стадійність процесу горіння твердих частинок та утворення механічного недопалу. Розглянуто особливості спалювання НТП та досліджено проблеми, що виникають при цьому. На підставі проведеного аналізу розроблені рекомендації та шляхи підвищення надійності та економічності факельного спалювання НТП, та обґрунтовано актуальність його використання на довготривалу перспективу. Для оцінки впливу на енерго-екологічну ефективність роботи котлів виду та якості палива, режимних факторів та додавання каталізатору горіння розроблена методика експериментально-розрахункових досліджень при спалюванні НТП.

#### 2.1 Особливості спалювання та проблеми використання НТП

Перехід на використання у «великій» енергетиці НТП, на основі традиційних способів підготовки та факельного спалювання, супроводжується значними труднощами, пов'язаними із непристосованістю устаткування для ефективної роботи при високих показниках зольності та вологості.

В реальних умовах експлуатації, при спалюванні вугілля погіршеної якості, сильно ускладнюється робота: пилоприготувального устаткування [72], топки, пальників, пароперегрівних, економайзерних та повітропідігрівних поверхонь нагріву, а також знижується надійність роботи димососів, золовловлювачів, електрофільтрів та системи гідрозолошлаковидалення [45, 85, 86]. Надійність роботи котлоагрегату та допоміжного устаткування при цьому різко знижується, а затрати на ремонт зростають [17, 23, 25].

Експлуатація котельного устаткування в умовах спалювання НТП супроводжується збільшенням присосів повітря і, як наслідок, зростанням тепловтрат з відхідними газами ( $q_2$ ). Крім цього виникає зростання втрати тепла з механічним недопалом ( $q_4$ ), що може сягати 10-30% замість проектних 2-5%, знижуючи тим самим загальний ККД котельної установки брутто [48, 54, 87].

НТП має високу вологість, а тому і схильність до злежування в БСВ, а його налипання на конвеєрну стрічку призводить до беззмістовного транспортування баласту і, як наслідок, до перевитрати енергії на власні потреби.

У випадку перезволоження вугілля пропорційність змішування проектного та низькосортного твердого палива розраховується в наступному вигляді:

$$\frac{B_{НТП}}{B_{ПР}} = \frac{(W_{Р.Н} - W_{ПР}^r)}{W_{НТП}^r}, \quad (2.1)$$

де  $B_{НТП}$ ,  $B_{ПР}$  – відповідно масова витрата НТП та проектного вугілля;  $W_{Р.Н}$ ,  $W_{ПР}^r$ ,  $W_{НТП}^r$  – відповідно розрахункова волога налипання проектного палива і фактична робоча волога проектного палива та НТП.

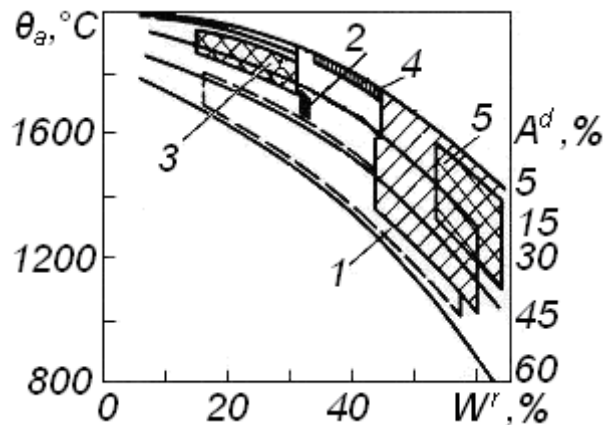
Передбачений проектуванням запас по розмільній продуктивності до 15%, при надходженні до пилоприготувального відділення НТП, є недостатнім, що ускладнює безперебійну та рівномірну подачу в пальникові пристрої необхідної кількості вугільного пилу заданої якості [67].

Причиною зменшення сушильної продуктивності пилосистем часто стають наднормативні присоси холодного повітря, які суттєво знижують температуру сушильного агенту. Збільшення такого роду присосів зумовлене в першу чергу ускладненнями, що виникають при проходженні НТП протічок, коли доводиться відключати всі клапани-мигалки. Збільшення кількості високосольного вугілля пришвидшує зношення розмільних частин млинів, що додатково знижує їх розмільну продуктивність та погіршує якість пилу.

Для компенсації нестачі сушильної продуктивності доцільно збільшити витрату первинного повітря, в порівнянні з його оптимальною кількістю. Проте це може погіршити умови підготовки НТП до займання (його газифікації) та сприяє укрупненню фракційного складу вугільного пилу, що видається

сепаратором [72]. Зумовлено це тим, що середня швидкість повітря є ключовим фактором формування фракційності пилу, а його укрупнення є основною причиною утворення механічного недопалу та ерозії поверхонь нагріву котла.

Такі чинники призводять до значного видовження факелу та зниження адіабатичної температури горіння в топці [47]  $\theta_a = T_a - 273^\circ\text{C}$ , розрахункова залежність якої від зольності та вологості вугілля наведена на рис. 2.1.



1 - Дніпровське 1Б; 2 - Новомосковське 3Б; 3 - високозольний АШ;  
4 - вугілля США; 5 – вугілля ЄС [48]

Рисунок 2.1 – Розрахункова залежність теоретичної температури в топці від вмісту води та золи при спалювання вугілля

При виконанні розрахунків горюча маса вважалась постійною, коефіцієнт надлишку повітря в топці  $\alpha_m = 1,1$ , а температура гарячого повітря  $t_{c,n} = 350^\circ\text{C}$ . Підвищення  $A^d$  на кожні 10% призводить до зниження теоретичної температури димових газів на  $40-100^\circ\text{C}$  (в залежності від вологості). Зменшення  $W^r$  на 10% підвищує теоретичну температуру горіння на  $100-160^\circ\text{C}$  [48].

Необхідне теплове напруження топки регламентується номінальною паропроодуктивністю котла та обмежується температурним режимом поверхонь нагріву, стійкістю горіння вугільного пилу, великою тривалістю стабілізації ККД в режимі проміжних та мінімальних навантажень та стабільністю рідкого шлаковидалення, тим самим зменшуючи маневрені можливості блоку [48, 69]. Шлакування екранних поверхонь нагріву та льотки змушує знижувати навантаження котлоагрегату з використанням підсвічування газом (мазутом).

Ерозія конвективних поверхонь нагріву спричинена зростанням частки неоплавлених гострокутних частинок золи виносу в результаті зниження температури ядра факелу. Зростання  $\theta_a > t_2$  (температури початку розм'якшення золи) сприяє повнішому перетворенню частинок золи в сфероліти.

Сила, що діє на частинку при її нагріванні, описується формулою [47, 64]:

$$F=2\cdot\sigma\cdot r', H \quad (2.2)$$

де  $\sigma$  – коефіцієнт поверхневого натягу рідкої фази розплавленої частинки,  $H/m$ ;  $r'$  – радіус кривизни даної частинки  $m$ .

У випадку невеликого відхилення форми частинки від сферичної час, необхідний для переходу частинки в сферу складає [47]:

$$\tau=(4\cdot\gamma'\cdot\ln(r_0/r)\pi\cdot r)/\sigma, c \quad (2.3)$$

де  $\gamma'$  – коефіцієнт динамічної в'язкості  $c\cdot H/m^2$ ;  $r$  – радіус відстані від центру сфери еквівалентного об'єму, що має радіус  $r_0$ ,  $m$ .

Аналізуючи дану формулу стає зрозуміло, що малі гострокутні частинки в факелі приймають сфероїдальну форму коли їх в'язкість на декілька порядків перевищує в'язкість, що долається силою натягу.

Висока зольність (25-35%) НТП призводить до значного (у випадку використання електрофільтрів) збільшення викидів твердої фази в атмосферу, що починає перевищувати проектні значення –  $45-50\text{ мг/м}^3$ . Збільшення частки невлоненої золи виносу веде до зниження надійності роботи димососів. Виникає це через пришвидшене зношення їх лопатей та розбалансування по причинні відкладання золи, особливо при наявності краплевиносу зі скрубєрів.

Ще однією важливою проблемою, яку спричинила зупинка постачання донецького антрацитового штибу АШ є необхідність придбання імпортованого вугілля, як правило пісного П. Основною відмінністю альтернативного палива від проектного є підвищений вихід летких речовин на суху беззольну масу ( $\leq 18\%$ ) в пісному вугіллі та підвищена температура плавкості золи. Дані характеристики ускладнюють дотримання вибухопожежобезпеки пилоприготування та погіршують рідке шлаковидалення (РШВ).

## 2.2 Шляхи підвищення надійності та економічності спалювання НТП

При переведенні котлів зі спалювання проектного твердого палива на НТП, сушильну продуктивність млинів можна збільшити подачею у вхідну горловину гарячих димових газів які, для уникнення шлакування забірного отвору (вікна), доцільніше відбирати з шлакового комоду [65].

Розмельну продуктивність млинів можна збільшити шляхом впровадження ступінчастого помелу. Частка грубодисперсного пилу зазвичай  $\leq 25\%$ , тому повернення з двох млинів можна об'єднати в протічку одного, що підвищить сумарну продуктивність на 10-20% вище її номінального значення [45, 71].

При спалюванні НТП рекомендується переходити на розімкнену систему пилоприготування, що дозволить: уникнути залежності режиму роботи топки котлоагрегату від зміни  $W^r$ , витримати оптимальний повітряний режим, підвищити економічність роботи котла за рахунок зниження  $q_4$ . Використання проміжного бункера пилу також поліпшує спалювання палива з швидкозмінними теплотехнічними характеристиками.

На рис. 2.2 наведені отримані автором під час випробувань на Трипільській та Луганській ТЕС розрахункові залежності зміни відносної паропроодуктивності котлоагрегатів різних типів від зміни відносної теплоти згоряння вугільного палива марки АШ.

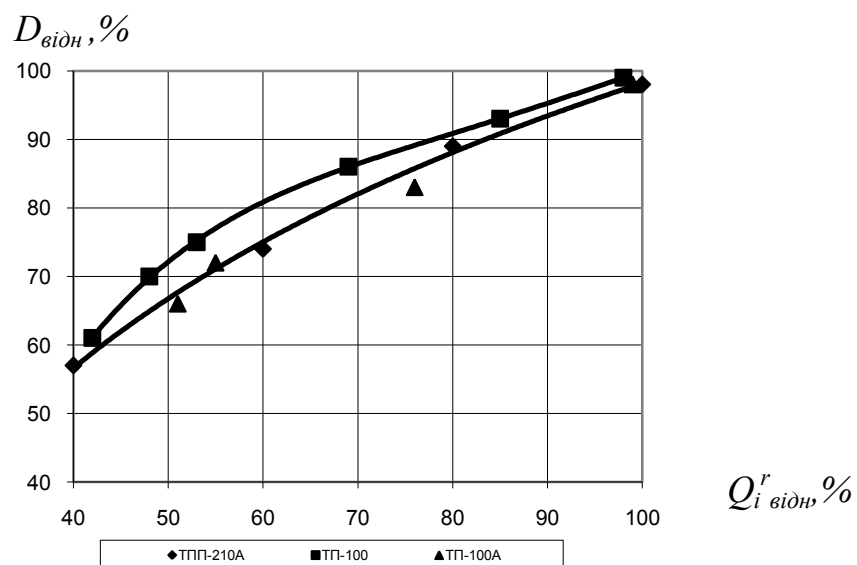


Рисунок 2.2 – Залежність паропроодуктивності котлів від калорійності НТП



Отримані шляхом виконання повного теплового розрахунку дані, свідчать про те, що відносне зниження паропроductивності тим нижче, чим менше проектне теплове напруження об'єму топки даного котлоагрегату. Так, для котлів типу ТПП-210А зниження відносної теплоти згоряння в 2 рази знижує паропроductивність на 33%, а для котлів ТП-100 та ТП-100А – на 28%. Тобто зменшення теплоти згоряння в 2 рази призводить до недовиробітку  $\sim 30\%$  пари.

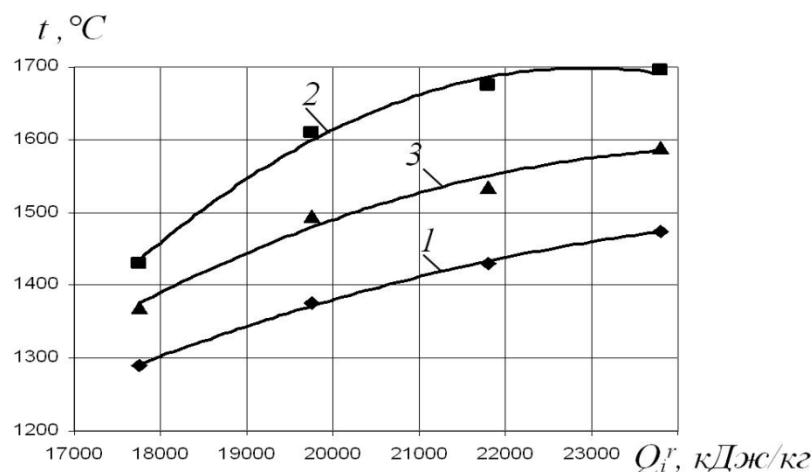
Коефіцієнти відносної паропроductивності  $K(D)$  та відносної нижчої робочої теплоти згоряння вугілля  $K(Q_i^r)$  можна визначити наступним чином:

$$K(D) = \frac{(D)_\phi}{(D)_{ном}}, \quad (2.4)$$

$$K(Q_i^r) = \frac{(Q_i^r)_\phi}{(Q_i^r)_{ном}}, \quad (2.5)$$

де  $(D)_\phi$ ,  $(D)_{ном}$  – відповідно фактична паропроductивність котлоагрегату при спалюванні палива з фактичною (пониженою) теплотою згоряння  $(Q_i^r)_\phi$  та номінальна,  $т/год$ ;  $(Q_i^r)_{ном}$  – мінімальна нижча робоча теплота згоряння палива, що здатна забезпечити номінальну проектну паропроductивність,  $кДж/кг$ .

На рис. 2.3 наведені отримані на котлоагрегаті ТПП-210А Трипільської ТЕС експериментальні залежності зміни температури газів в топці на різних відстані до амбразури пальника  $D_a$  (діаметр амбразури пальника) від якості АШ.



1 - відстань  $0,2D_a$  від амбразури пальника; 2 -  $2D_a$ ; 3 -  $6,4D_a$

Рисунок 2.3 – Залежність температури в топці котла ТПП-210А від якості НТП

При зменшенні теплоти згоряння АШ  $Q_i^r$  з 23,9 до 18,3  $МДж/кг$  середня по січенню температура факелу зменшується на 200-250 $^{\circ}C$ .

Роботу топки також можна покращити доповненням нестачі теплоти за рахунок спалювання більш калорійного палива (газу чи мазуту), або підвищенням адіабатичної температури горіння при спалюванні лише НТП.

Вплив якості НТП на ККД котла бруто ( $\eta_{ка}^{бp}$ ) описується залежністю[54]:

$$\eta_{ка}^{бp} = \eta_{np}^{бp} - K_A \cdot \Delta A - K_W \cdot \Delta W - K_C \cdot \Delta C, \quad (2.6)$$

де  $\Delta A$ ,  $\Delta W$ ,  $\Delta C$  – зміна відносного порівняльного варіанту відповідно зольності, вологості та розрахункового терміну служби котла;  $K_A$ ,  $K_W$ ,  $K_C$  – емпіричні коефіцієнти, що визначаються експериментально.

За даними [88] зниження  $Q_i^r$  АШ на кожні 1050 кДж/кг призводить до зменшення  $\eta_{ка}^{бp}$  на 1%, а збільшення частки газу (мазуту) по теплоті на кожні 10% (при спалюванні високореакційного палива через основні пальники) від загального тепловиділення збільшує вміст горючих в золі виносу на ~ 2%.

Спільне спалювання різнореакційного палива призводить до затягування горіння вугільного пилу: високореакційне паливо швидше реагує з киснем, а низькореакційне змушене газифікуватися та вигоряти в середовищі, збідненому киснем за нижчих температур. Наслідком цього є підвищення втрат теплоти з хімічним та механічним недопалом. Тому при спалюванні високозольного антрациту автор рекомендує підтримувати коефіцієнт надлишку повітря в топках з рідким шлаковидаленням на рівні 1,05, співвідношення вторинне/первинне повітря, рівним 1,4÷1,6 при швидкості вторинного повітря 26-30 м/с.

Необхідну частку висококалорійного палива в суміші з НТП, в разі зниження теплообміну в топці, можна визначити наступним чином [49]:

$$Q_{i\_сум\_min}^r = g_{e\_min} \cdot Q_{i\_e}^r + g_o \cdot Q_{i\_o}^r, \quad (2.7)$$

де  $Q_{i\_o}^r$ ,  $Q_{i\_e}^r$ ,  $Q_{i\_сум\_min}^r$  – нижча теплота згоряння на робочий стан відповідно основного, висококалорійного та суміші палива, що забезпечить задане навантаження при мінімально можливій витраті висококалорійного палива;  $g_{e\_min}$ ,  $g_o$  – відповідно мінімально можлива частка по масі висококалорійного та максимально можлива частка основного палива. При цьому  $g_o = 1 - g_{e\_min}$ .

Після відповідних підстановок та перетворень отримаємо:

$$g_{\epsilon\_min} = (Q_{i\_сум\_min}^r - Q_{i\_o}^r) / (Q_{i\_с}^r - Q_{i\_o}^r) \quad (2.8)$$

Переходом від масових до часток по теплоті служить наступна залежність:

$$q_{\epsilon} = g_{\epsilon} \frac{Q_{i\_сум}^r}{Q_{i\_с}^r}, \quad (2.9)$$

звідки:

$$q_{\epsilon\_min} = \frac{Q_{i\_сум\_min}^r - Q_{i\_o}^r}{Q_{i\_с}^r - Q_{i\_o}^r} \cdot \frac{Q_{i\_сум\_min}^r}{Q_{i\_с}^r}, \quad (2.10)$$

Для забезпечення заданого навантаження необхідним є дотримання умови:

$$B_o \cdot Q_{i\_o}^r \cdot \eta_{ка\_o}^{бр} = B_{сум} \cdot Q_{i\_сум\_min}^r \cdot \eta_{ка\_сум}^{бр} \quad (2.11)$$

де  $B_o$ ,  $B_{сум}$  – витрата відповідно основного та суміші палив, що забезпечить задане навантаження при мінімально можливій витраті висококалорійного палива;  $\eta_{ка\_o}^{бр}$ ,  $\eta_{ка\_сум}^{бр}$  – ККД котла брутто відповідно при спалюванні основного та суміші палив при мінімально можливій витраті висококалорійного палива.

Значення лівої частини формули (2.11) може бути отримане за результатами випробувань конкретного котла або при тепловому розрахунку.

При спалюванні НТП потрібно здійснити ряд заходів (рис. 2.4) для забезпечення вибухопожежобезпеки пилосистеми, розрахувати розподіл тепловиділення за висотою топки, для забезпечення умов РШВ та проектного співвідношення відборів тепла усіма поверхнями нагріву [47, 60].

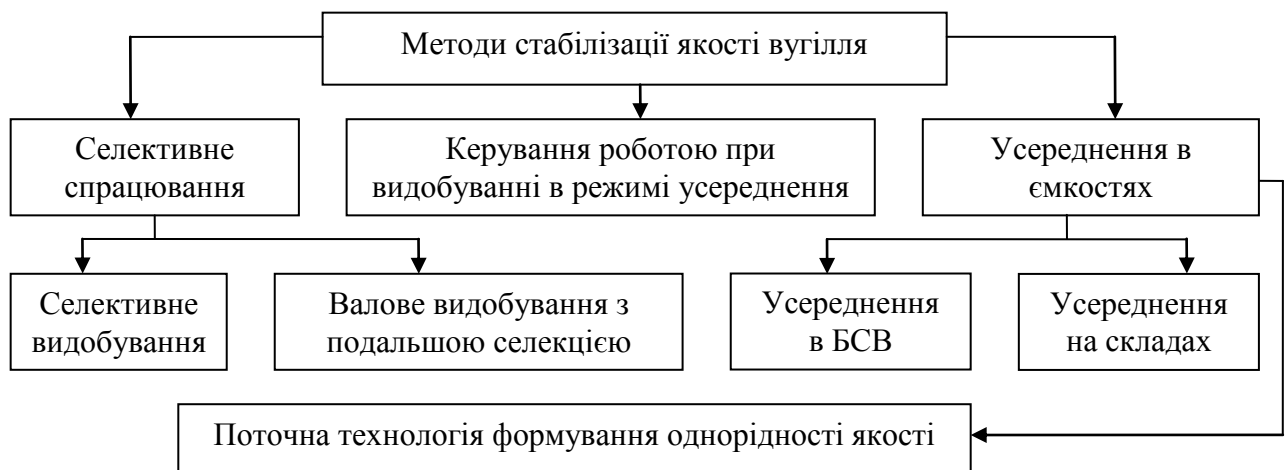


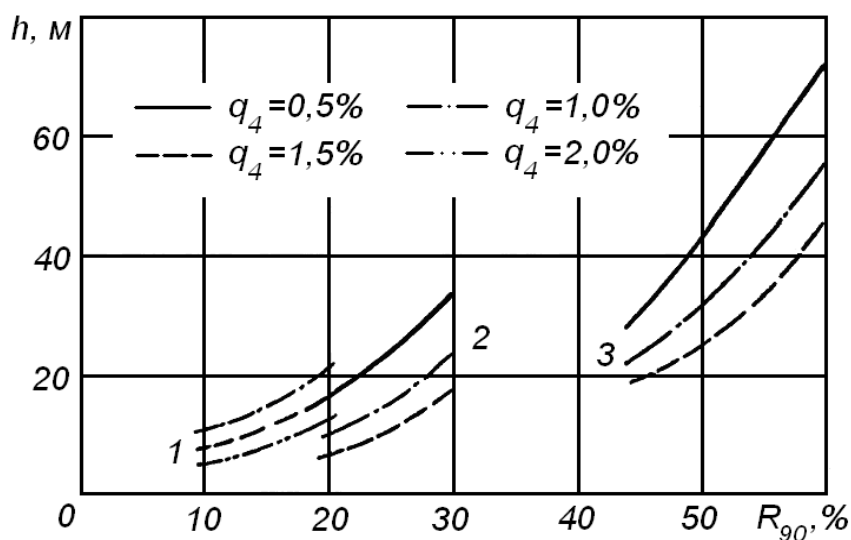
Рисунок 2.4 – Методи стабілізації якості НТП при видобуванні та зберіганні

## 2.3 Процеси горіння та утворення недопалу в камерних топках котлів

У формуванні сучасної теорії горіння значне місце належить відомим науковцям: Е.Б. Жукову, А.А. Мадояну, Г.Ф. Кнорре [73, 86, 89] та ін.

Швидкість процесу гетерогенного горіння залежить як від швидкості протікання хімічної реакції на поверхні реагування, так і від швидкості підведення до неї окисника. Результируюча швидкість горіння визначається швидкістю найбільш повільного процесу. Залежно від цього розрізняють кінетичну, дифузійну та проміжну області горіння. [89].

При факельному спалюванні (у зваженому стані газоповітряного потоку) час перебування частинок вугільного пилу в топці становить  $\sim 1-5,0$  с. Експериментальні дослідження динаміки вигорання вугільного пилу в прямоточному факелі [48] показали, що 85-90% палива вигоряє на відносній довжині факелу  $0,2-0,3l_{\phi}$ , а решта 10-15%, в основному крупні фракції, догорають на висхідній ділянці факелу. При цьому величина механічного недопалу визначається ступенем вигорання та кількістю крупних фракцій вугілля розміром  $(1\div 2) 10^{-4}$  м, догорання яких відбувається на висхідній ділянці факелу в умовах зниженої концентрації кисню та температури газів [74, 91].



1 - Львівсько-Волинське ГР; 2 - Донецьке ГСШ; 3 - Дніпровське 1БР

Рисунок 2.5 – Залежність довжини ділянки догорання від тонини помелу пилу та збільшення механічного недопалу для енергоблоків 200-300 МВт

Розрахувати час горіння вугільних частинок можна за допомогою емпіричних формул, отриманих для умов горіння одиночних частинок [89]. Даний метод полягає у визначенні часу протікання чотирьох окремих стадій горіння: прогрівання частинок до займання летких речовин, вигорання летких, прогрівання коксового залишку до займання та вигорання коксового залишку.

Нижче наведені формули для розрахунку часу протікання даних стадій:

$$\tau_1 = k_1 \cdot 5,3 \cdot 10^{14} \cdot T_r^{-4} \cdot d^{0,8}, \quad (2.12)$$

$$\tau_2 = k_2 \cdot 0,5 \cdot 10^6 \cdot d^2, \quad (2.13)$$

$$\tau_3 = k_3 \cdot 5,36 \cdot 10^7 \cdot T_r^{-1,2} \cdot d^{1,5}, \quad (2.14)$$

$$\tau_4 = k_4 \cdot 2,21 \cdot 10^8 \cdot (100 - A^d) / 100 \cdot \rho_k \cdot d^{1,5} / T_r^{0,9} / O_2, \quad (2.15)$$

де  $\tau_1, \tau_2, \tau_3, \tau_4$  – час прогрівання частинок до займання летких речовин, вигорання летких, прогрівання та вигорання коксового залишку відповідно, с;  $k_1, k_2, k_3, k_4$  – дослідні коефіцієнти, залежні від марки вугілля;  $T_r$  – температура газового середовища, К;  $d$  – середній початковий характерний розмір частинки, м;  $A^d$  – зольність коксового залишку, %;  $O_2$  – об'ємна концентрація кисню, частка;  $\rho_k$  – густина коксового залишку, кг/м<sup>3</sup>.

На рис. 2.6 представлені проведені автором розрахунки по наведених формулах для трьох марок вугілля Донецького басейну: антрацит (А), газове (Г) і пісне (П).

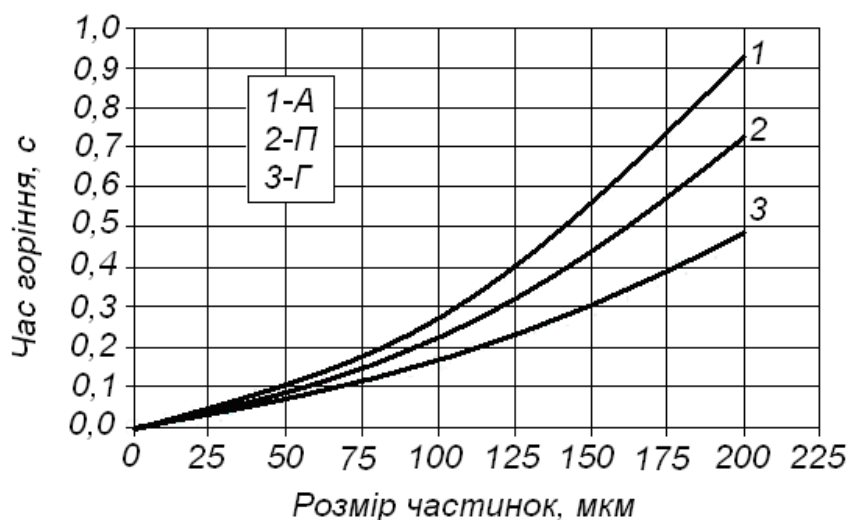


Рисунок 2.6 – Залежність часу горіння від розміру вугільної частинки

Отримані дані рис. 2.6 дають уявлення про вплив розміру частинки вугілля та його теплотехнічних характеристик на тривалість часу згоряння в топці. Аналізуючи дані графіки стає зрозуміло, що час згоряння вугільної частинки зростає по степеневій залежності при збільшенні її розміру та вмісту вуглецю (час згоряння зростає при переході від вугілля марки Г  $\rightarrow$  П  $\rightarrow$  А).

Істотний вплив на процес горіння має вміст золи яка, як і волога, знижує вивільнену при згорянні кількість тепла. Разом з тим зола, особливо при значній її кількості (більше 30-35%), ускладнює дифузію окисника до горючих складових вугілля [91]. При температурі процесу вище за температуру плавлення золи частинки пального ошлаковуються, що ще більше ускладнює доступ окисника до поверхні реагування і веде до збільшення мехнедопалу.

Зазвичай, в практиці енергетичної експлуатації за механічний недопал береться тільки невипалений вуглець тому, що в більшості топкок вугільний пил встигає пройти ту частину теплової обробки, яка пов'язана з виходом летких, що призводить до втрати тільки коксівної, тобто вуглецевої основи палива.

Масова калорійність вуглецю становить близько 8000 ккал/кг [91] (33,49 МДж/кг). Якщо дослідженням проби шлаку або золи виносу встановлено скільки вуглецю залишилося невипаленим на кожен кілограм палива, то втрата тепла виявиться рівною добутку теплоти згоряння вуглецю на його кількість, виражену в частці (приведеній до 1 кг палива). Позначимо цю кількість через  $C_{\text{мех.}_\text{недоп}}$ . Тоді втрата тепла на 1 кг вугілля визначиться, як:

$$Q_{\text{мех.}_\text{недоп}} = 8000 \cdot C_{\text{мех.}_\text{недоп}}, \text{ ккал/кг} \quad (2.16)$$

Тоді коефіцієнт повноти тепловиділення  $\varphi$  буде рівним:

$$\varphi = \frac{Q_i^r - Q_{\text{мех.}_\text{недоп}}}{Q_i^r}, \quad (2.17)$$

Для прикладу розглянемо пиловугільний енергоблок 300 МВт з котлом ТПП-210А, проектним паливом для якого є Донецький антрацит з калорійністю  $Q_i^r = 5790$  ккал/кг (24,24 МДж/кг) та вмістом вуглецю на робочий стан  $C^r = 64$  %.

Керуючись досвідом експлуатації, можна зробити припущення, що в процесі горіння присутній недопал вуглецю в золі виносу у розмірі 4% від 1 кг вугілля. Це означає, що в процесі газифікації і горіння взяли участь, наприклад, не всі 64% вуглецю палива, а тільки  $\sim 61,5\%$ . Тоді втрата тепла від механічного недопалу становитиме:

$$Q_{\text{мех. недоп}} = 8000 \cdot 0,04 = 320 \text{ (ккал/кг)},$$

Відповідно замість тепла від повної калорійності антрациту (5790 ккал/кг) в цьому випадку виділиться лише  $5790 - 320 = 5470 \text{ ккал/кг}$  (22,90 МДж/кг). За таких умов коефіцієнт повноти тепловиділення становитиме:

$$\varphi = \frac{5790 - 320}{5790} = 0,945,$$

тобто лише 94,5% від калорійності палива.

Сучасні топки відрізняються дуже високою повнотою проектного тепловиділення, рівною не менше 95÷97%. Розрахована неповнота вигорання викликана саме наявністю деякого механічного недопалу, боротися з яким в окремих випадках значно важче, ніж з недопалом хімічного характеру. Основними засобами впливу на механічний недопал є заходи, направлені на удосконалення пилоприготування, сумішоутворення в об'ємі топки та усунення нерівномірності градієнту температур.

#### 2.4 Вплив характеристик НТП на показники надійності та економічність роботи котельного устаткування

Слід зазначити, що оптимальні показники роботи топок, здебільшого спостерігаються тільки при спалюванні палива проектної якості. Судячи з нормативних даних [52], наведених в табл. 2.1, економічність спалювання різного твердого палива в сучасних топках є високою. Суттєва відмінність спостерігається лише у втратах тепла від мехнедопалу, – нижчих для палива з високим виходом летких (буре і кам'яне вугілля, сланці)  $\sim 0,5-1,0\%$  та підвищених для такого малореакційного палива, як АШ до  $\sim 6\%$ .

Таблиця 2.1 – Розрахункові характеристики камерних топків енергетичних котлів з рідким шлаковидаленням

Паливо	Коефіцієнт надлишку повітря на виході з топки $\alpha_m$	Теплове напруження об'єму топки $q_v, \text{кВт/м}^3$	Тонина помелу пилу $R_{90}, \%$	Втрата тепла від механічного недопалу в топці $q_4, \%$	Частка золи виносу $a_{\text{вин}}$
Відкриті топки					
Антрацит (штиб)	1,20÷1,25	145	6÷7	6	0,9
Пісне вугілля	1,20÷1,25	185	8÷10	4	0,85
Кам'яне вугілля	1,15÷1,20	185	20÷25	0,5	0,8
Буре вугілля	1,15÷1,20	210	40÷50	0,3	0,8
Напіввідкриті топки					
Антрацит (штиб)	1,20÷1,25	170	6÷7	5	0,9
Пісне вугілля	1,20÷1,25	200	8÷10	4	0,85
Кам'яне вугілля	1,15÷1,20	200	20÷25	0,5	0,8
Буре вугілля	1,15÷1,20	230	40÷50	0,3	0,7

Примітки:

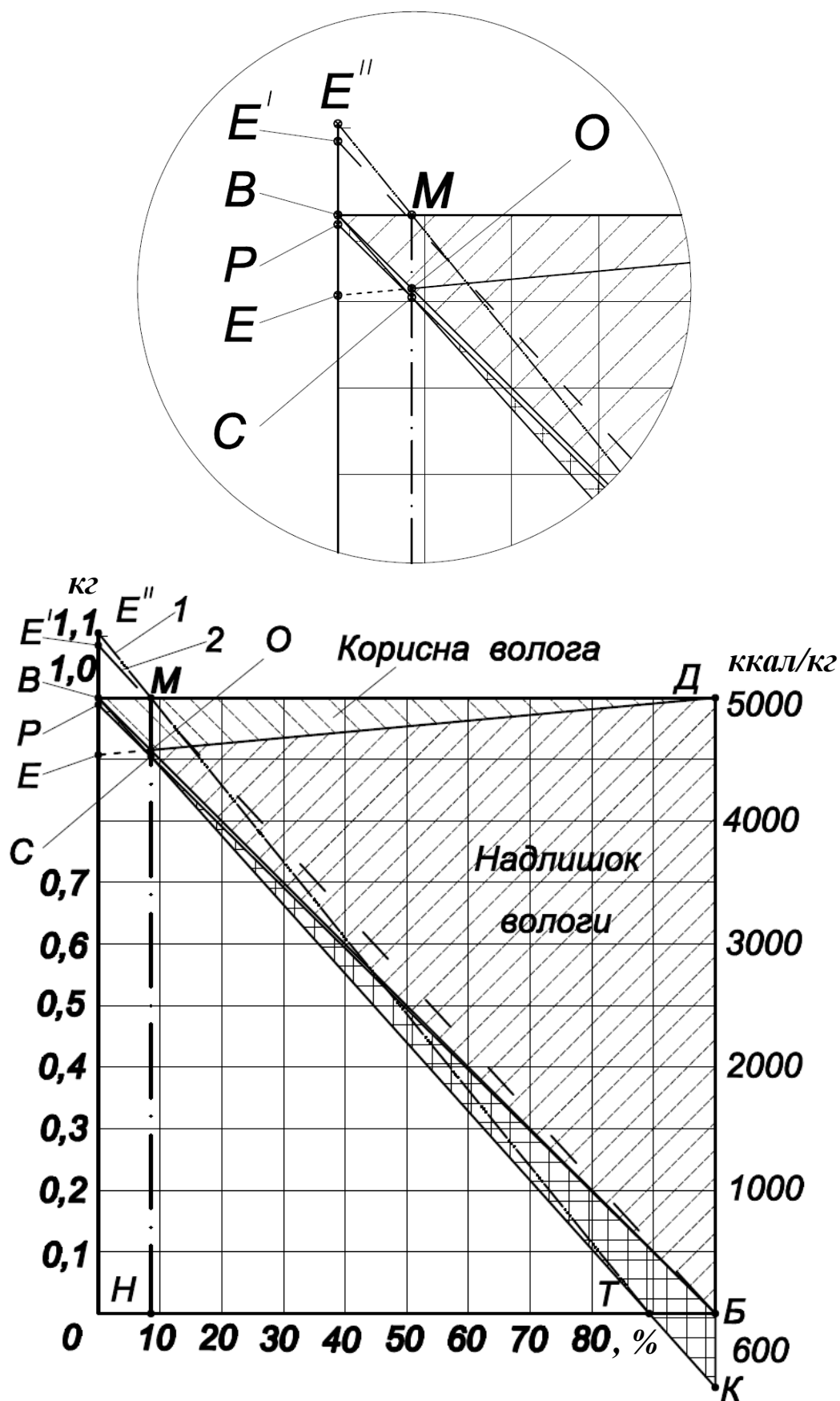
- в діапазоні 100÷70% паропроодуктивності котла  $q_4$  приймають згідно таблиці 2.1;
- значення  $q_4$  для АШ та П наведені для нормативного палива;
- при зниженні паропроодуктивності на 50% від номіналу  $q_4$  збільшуються в 1,5 рази.

Шляхом аналітичних розрахунків автором було створено діаграму залежності теплоцінності (сукупності теплотехнічних характеристик палива, які дають можливість оцінити ефективність та економічність його застосування для спалювання в енергетичних котлах) Донецького антрациту від його вологості, яка дозволяє перераховувати та вносити в енергетичні характеристики роботи котлів поправки на зміну якості палива, а також спрогнозувати та підготувати котельне устаткування для роботи з паливом непроектною якості для досягнення кращих показників енергоефективності.

На рис. 2.7 показано, як розділяється суха маса та волога в 1 кг вугілля. Вихідна розрахункова вологість згідно [43, 52] прийнята для АШ 8,5%.

Спочатку для високозольного АШ проведемо вертикаль  $HM$  з точки  $H$ , що відповідає розрахунковій волозі 8,5%. Відрізок  $OM$  в прийнятому масштабі визначить масу води 0,085 кг, а відрізок  $OH$  – 0,915 кг сухої маси. Проведемо лінію  $ED$  через точку  $O$ , що відповідає розрахунковій вологості. Цією лінією визначається необхідна частина води (додаток до сухої маси) для дотримання співвідношення умовної вологості  $W_y$  (на одиницю сухої маси 0,085 води). Це співвідношення існує при будь-якій вологості АШ, якщо до відрізків сухої маси АШ віднести відрізки води, що відсікаються лінією  $ED$  від верхньої межі  $BD$ .





1 - еквівалент по калорійності; 2 - еквівалент по сухій масі від вологості

Рисунок 2.7 – Діаграма теплоцінності Донецького АШ підвищеної зольності в залежності від його вологості

Наприклад, на 0,7 кг сухої маси, що міститься в 1 кг антрациту з вологістю 30% треба 0,065 кг води, щоб довести її до умовної вологості, а надлишок води 0,235 кг видалити. Надлишок води характеризується відрізками, що формують трикутник  $ДОВ$ , а її недостача  $ОН$  міститься в області  $ВОЕ$ . На 1 кг абсолютно сухої маси, як бачимо в точці  $Е$ , недостача води становить 0,093 кг (відрізок  $ВЕ$ ). Додамо його, відклавши відрізок на вертикальній осі до точки  $Е'$ , і проведемо пряму  $Е'МБ$ . Ця лінія відповідає постійному умовному співвідношенню води та сухої маси антрациту. Можна сказати, що це лінія масового еквіваленту АШ, яким можна користуватись для перерахунку натуральної маси в масу з умовною вологістю  $W_y$ . Такий перерахунок можна застосувати при обліку палива та плануванні його постачання. Аналітичний вираз для масового еквіваленту 1 кг антрациту будь-якої фактичної вологості  $W_\phi$  має наступний вигляд (пряма  $Е'МБ$ ):

$$E_y = \frac{100 - W_\phi}{100 - W_y} = 1 - \left( 1 - \frac{100 - W_\phi}{100 - W_y} \right) = 1 - \frac{W_\phi - W_y}{100 - W_y}, \quad (2.18)$$

Через масовий еквівалент фактична маса АШ перерахується в умовну, як:

$$B_y = B_\phi \cdot \frac{100 - W_\phi}{100 - W_y}, \quad (2.19)$$

За такого перерахунку зберігається рівність  $B_y \cdot (100 - W_y) = B_\phi \cdot (100 - W_\phi)$ . Це вказує на те, що кількість АШ рахується рівноцінною при однаковому вмісту сухої маси. Надлишкова вода виключається арифметичним розрахунком без врахування дійсного фізичного процесу її випаровування та пов'язаних з ним втрат тепла і відповідної кількості сухої маси.

Пояснимо сказане прикладом для АШ, що має теплоту згорання сухої маси  $Q_i^d = 4600$  ккал/кг. На випаровування 1 кг води витрачається  $\sim 600$  ккал/кг, або  $600/4600 = 0,128$  кг сухої маси. Цю величину відкладемо на рис. 2.7 в певному масштабі, де зазначена вологість 100% (відрізок  $БК$ ). Проведемо пряму  $БК$ , при якій визначаються величини «робочої» частини сухої маси при різній вологості. Вертикальну вісь справа проградуємо по калорійності в тому ж масштабі, що й відрізок  $БК$ . Тоді по лінії  $БК$  визначиться теплота згорання АШ  $Q_i'$  для будь-якої його фактичної вологості. Аналітична залежність запишеться у вигляді:

$$Q_i^r = Q_i^d \cdot (1 - W_\phi') - 600 \cdot W_\phi', \text{ інакше кажучи } Q_i^r = Q_i^d - (Q_i^d + 600) \cdot W_\phi', \quad (2.20)$$

де  $W_\phi'$  – в частках, а якщо підставити  $W_\phi$  у відсотках, тоді:

$$Q_i^r = Q_i^d - (Q_i^d + 600) \cdot \frac{W_\phi}{100}, \text{ ккал/кг (кДж/кг)} \quad (2.21)$$

За деякого значення вологості  $W_\phi$  суха маса АШ, повністю затрачається на випаровування води:

$$Q_i^d - (Q_i^d + 600) \cdot \frac{W_\phi}{100} = 0$$

Величина цієї граничної вологості:

$$W_\phi = \frac{100 \cdot Q_i^d}{Q_i^d + 600}, \%$$

В даному прикладі  $Q_i^r = (4600 - 52) \cdot W_\phi$  і гранична вологість  $W_\phi = 88,46\%$ . На діаграмі – це точка  $T$  перетину прямої  $BK$  з віссю абсцис.

Чим нижча теплота згоряння сухої маси, тим менша фізична межа теплоцінності антрациту по вологості. Проведемо на діаграмі через точки  $T$  та  $M$  пряму та продовжимо її до перетину з віссю ординат. Стає очевидним, що лінія  $TM$  є лінією калорійного еквіваленту. На відміну від лінії масового еквіваленту, остання проходить крутіше через точку  $M$  при вологості, прийнятій за умовну (8,5%), і тільки в цій точці лінії співпадають.

З площі трикутника  $BVK$ , що складає витрату сухої маси та тепла на випаровування всієї робочої води АШ, можна виділити частину, що йде на випаровування надлишкової води. Для цього з'єднаємо точку  $B$  з точкою  $C$ , що лежить на лінії калорійного еквіваленту при умовній вологості. Надлишку води, виділеному в області  $БОД$ , відповідає втрата, розміщена в трикутнику  $КСБ$ . Недостачі води в області  $ВОЕ$  відповідає величина понижених втрат в трикутнику  $ВСП$ . Лінія  $РБ$  відповідає зміні теплоти згоряння палива без врахування втрат на випаровування води, як і лінія масового еквіваленту. На цій лінії теплота згоряння відповідає умовній вологості  $Q_{i,y}^r$ , а її значення для іншої вологості визначаються (як і для масового перерахунку) по формулі:

$$Q_i^r = Q_{i,y}^r \cdot \frac{100 - W_\phi}{100 - W_y}, \quad (2.22)$$

Точний перерахунок виконується за формулою (лінія КМЕ"):

$$Q_i^r = (Q_{i_y}^r + 6W_y) \cdot \frac{100 - W_\phi}{100 - W_y} - 6W_\phi, \quad (2.23)$$

Абсолютна похибка перерахунку за масовою формулою становитиме:

$$\Delta Q_i^r = 600 \cdot \frac{W_\phi - W_y}{100 - W_y}, \text{ ккал/кг (кДж/кг)} \quad (2.24)$$

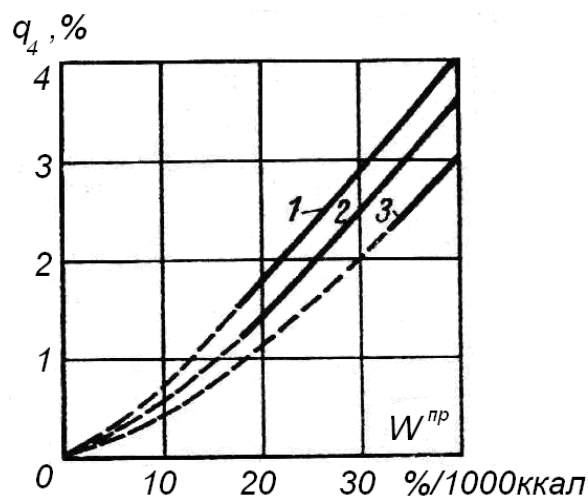
В даному прикладі:

$$\Delta Q_i^r = 600 \cdot \frac{W_\phi - 8,5}{100 - 8,5} = 6,56 \cdot (W_\phi - 8,5), \text{ ккал/кг (кДж/кг)}$$

Відповідно, поправка на перерахунок за масовою формулою при  $W_\phi=10\%$  становить  $\sim 10$  ккал/кг, при  $W_\phi=15\%$  становить  $\sim 43$  ккал/кг, а у відсотковому співвідношенні спостерігається тенденція до зменшення похибки разом з підвищенням  $Q_i^r$ , що й відображено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Поправка на перерахунок вологості АШ по масовій формулі

$Q_i^r$ , ккал/кг (кДж/кг)	Похибка масової формули, % при вологості АШ		
	5%	10%	15%
4000 (16747)	-0,547	+0,246	+1,066
4500 (18840)	-0,510	+0,219	+0,947
5000 (20934)	-0,459	+0,197	+0,852
5500 (23027)	-0,417	+0,179	+0,775
6000 (25121)	-0,383	+0,164	+0,710



1 – 85 Гкал/(м³·год); 2 – 88 Гкал/(м³·год); 3 – 94 Гкал/(м³·год)

Рисунок 2.8 – Залежність втрат  $q_4$  від привведеної вологості бурого вугілля, вираженій у % на 1 Гкал/кг, за різного теплового навантаження об'єму топки

Характерними є отримані автором експериментальні залежності сильного зростання  $q_4$  для бурого вугілля, що спалювалось по схемі прямого вдування, з підвищенням приведеної вологості  $W^{np}$  (ТЕЦ Марица Исток2, Болгарія) [13, 92]. Особливо це помітно на малих теплових навантаженнях об'єму топки (рис. 2.8).

На рис. 2.9 автором розроблена блок-схема, на якій наочно показані наслідки для експлуатації електростанціями НТП з підвищеною вологістю.

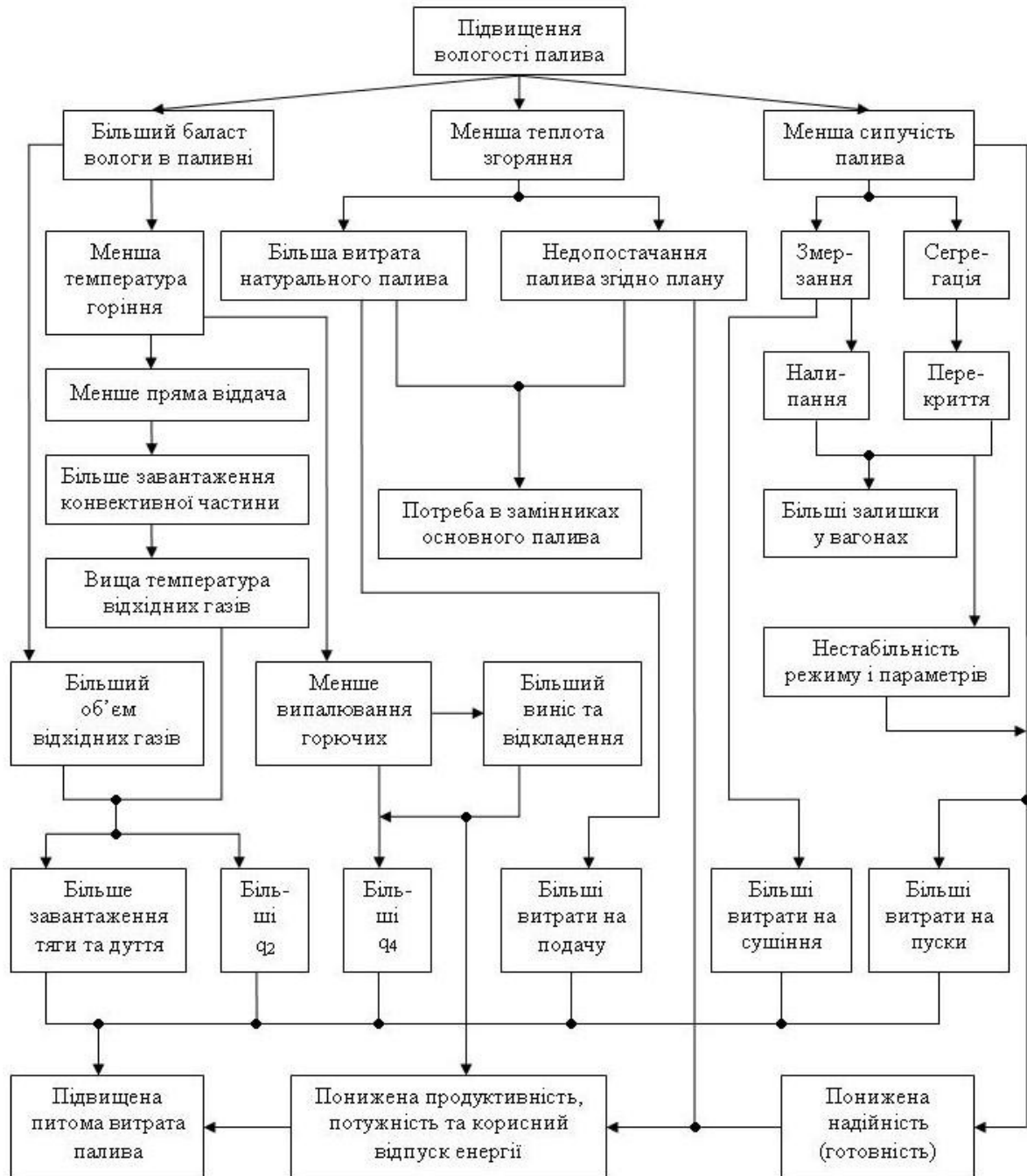


Рисунок 2.9 – Блок-схема впливу вологості палива на техніко-економічні показники роботи електростанції

Економічність роботи котлоагрегатів знижується з підвищенням вологості палива, оскільки понад приховану теплоту пароутворення води, враховану в робочій нижчій теплоті згоряння вугілля, в топці витрачається ще й тепло на нагрівання водяної пари до температури відхідних газів [93]. Водяна пара знижує температуру горіння в топці, збільшуючи тим самим мехнедопал.

Високозольне НТП може використовуватися на ТЕС, якщо правильно спроектовані котлоагрегати та система паливоподачі, наявні засоби боротьби з шлакуванням та забезпечено очищення поверхонь нагріву і газового тракту.

По аналогії з діаграмою на рис. 2.7 автором створено діаграму теплоцінності палива (рис. 2.10) в залежності від його зольності.

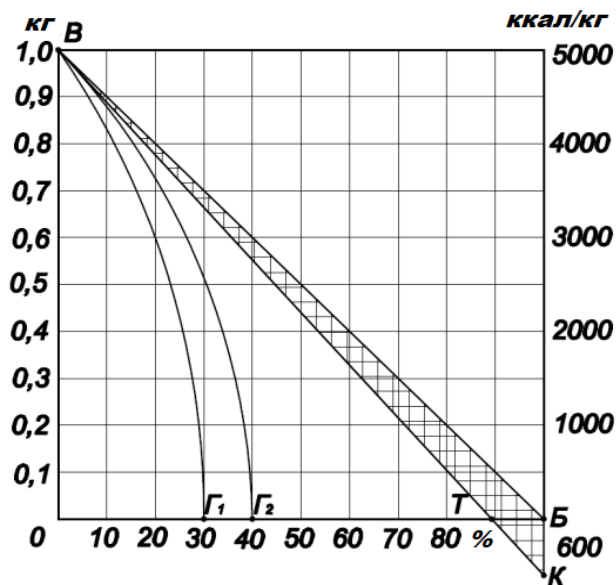


Рисунок 2.10 – Діаграма теплоцінності Донецького АШ підвищеної зольності в залежності від його зольності

Баласт палива враховуємо у формулі визначення нижчої теплоти згоряння робочої маси:

$$Q_i^r = Q_i^{daf} \cdot \frac{100 - A^r - W^r}{100} - 6 \cdot W^r = \left[ Q_i^{daf} - \left( \frac{Q_i^{daf}}{100} + 6 \right) \cdot W^r \right] - \frac{Q_i^{daf}}{100} \cdot A^r, \quad (2.25)$$

інакше кажучи:

$$Q_i^r = D - B_1 \cdot A^r = D - B \cdot A^d, \quad (2.26)$$

де  $D$  – вихідна калорійність знезоленої маси палива з вологістю  $W^r$ ;  $B_1 = Q_i^{daf} / 100$  – зміна калорійності на 1% золи  $A^r$ ;  $B = (Q_i^{daf} / 100) \cdot ((100 - W^r) / 100)$  – зміна калорійності на 1% золи  $A^d$ , при чому  $A^d = A^r \cdot 100 / (100 - W^r)$ .

Відповідні дані аналітичних розрахунків для деяких видів палива наведені в табл. 2.3, де відносна зміна робочої теплоти згорання характеризує зміну витрати натурального палива на 1% золи за інших рівних умов.

Таблиця 2.3 – Оцінка впливу зольності на теплоту згорання палива

Назва величини	Марка вугілля		
	Донецький АШ	Донецьке П	Дніпровське Б
Теплота згорання горючої маси $Q_i^{daf}$ , ккал/кг.....	7950	7700	6750
Вологість $W^r$ , %.....	6,5	8,0	19,0
Теплота згорання незолоної маси $D$ , ккал/кг.....	7395	7040	5360
Зміна теплоти згорання на 1% золи, ккал/(кг·%):			
в сухій масі палива $B$ .....	74,2	71,0	55,0
в робочій масі палива $B_l$ .....	79,5	77,5	77,5
Робоча нижча теплота згорання $Q_i^r$ , ккал/кг.....	6000	5900	3700
Відносна зміна $Q_i^r$ на 1% золи, %:			
в сухій масі палива.....	1,24	1,20	1,48
в робочій масі палива.....	1,33	1,30	1,83

Якщо план постачання палива розрахований на теплоту згорання  $Q_i^r$  при  $A_1^d$ , то при фактичній підвищеній зольності  $A_2^d$  електростанція отримає в одному кг натурального палива  $Q_{i\phi}^r = Q_i^r - B \cdot (A_2^d - A_1^d)$ , що в частках до розрахункової маси становитиме:

$$\frac{Q_{i\phi}^r}{Q_i^r} = 1 - \frac{B}{Q_i^r} \cdot (Q_2^d - Q_1^d), \quad (2.27)$$

При підвищенні зольності палива недопостачання його на 1% золи в сухій масі кам'яного вугілля становитиме близько 1,2% по вазі і в робочій масі до 1,3%, а бурого відповідно 1,5 і 1,8%. Якщо величина  $B$  постійна, то теплота згорання палива, показана на рис. 2.10, зменшується з підвищенням зольності по прямій  $BK$ . Фактична початкова теплота горючої маси  $Q_i^{daf}$  теж зменшується з підвищенням зольності, що враховано на графіку рис. 2.10 крутішим спадом  $Q_i^r$  по лінії  $BK$  так, що нульове значення є в точці  $T$  при відповідній зольності.

Теплоцінність палива зменшується ще більше, ніж його робоча теплота згорання по лінії  $B\Gamma_2$ , оскільки з підвищенням зольності знижується економічність роботи котлів через сильне шлакування, занесення та ерозію поверхонь нагріву. Крутий спад теплоцінності при надходженні

високозольного вугілля призводить до різкої зміни паропроductивності та параметрів пари. Тому гранична зольність ще більш обмежена, точкою  $G_1$ . Для АШ зольність обмежується десятками відсотків (рис. 2.10, криві  $BG_1$  та  $BG_2$ ).

При надходженні на ТЕС та ТЕЦ НТП з високою зольністю знижується надійність, продуктивність і економічність їх роботи з одночасним зменшенням маневреності та збільшенням кількості аварійних ситуацій, що й зображено на розробленій автором блок-схемі (рис. 2.11).

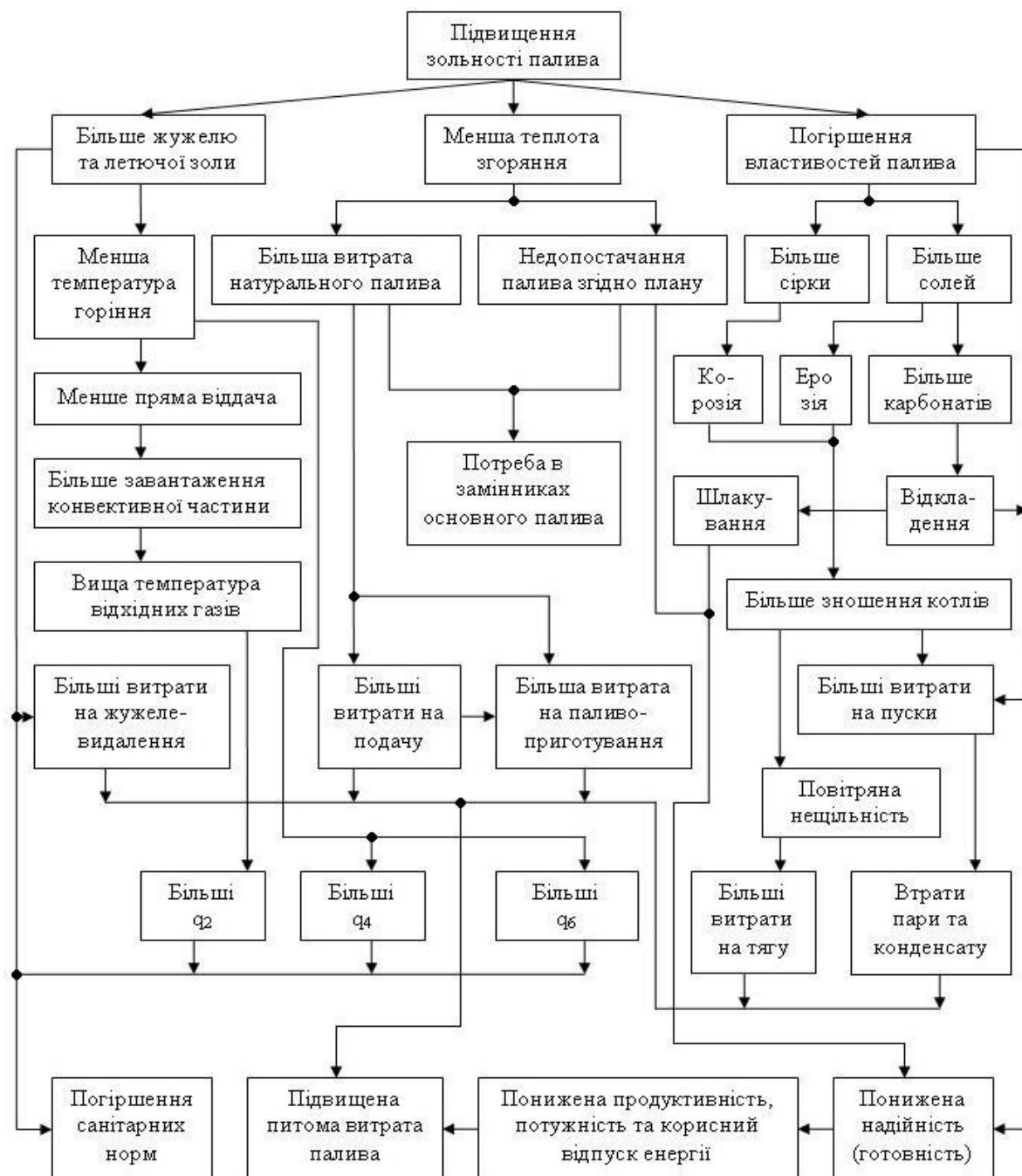


Рисунок 2.11 – Блок-схема впливу зольності палива на техніко-економічні показники роботи електростанції



## 2.5 Дослідження характеристик горіння факелу та ефективності роботи пиловугільного котла ТПП-210А

Відомим є той факт, що вихрові завитково-лопатеві пальники тепловою потужністю  $70\text{ MWt}$  після тривалого дослідження та експлуатації на котлоагрегаті ТП-100 були встановлені на котлоагрегаті ТПП-210А блоку  $300\text{ MWt}$  з одноярусним зустрічним розташуванням (12 потужних пальників замість 24-ох, встановлених на котлах ТПП-210 та ТПП-110 в два яруси).

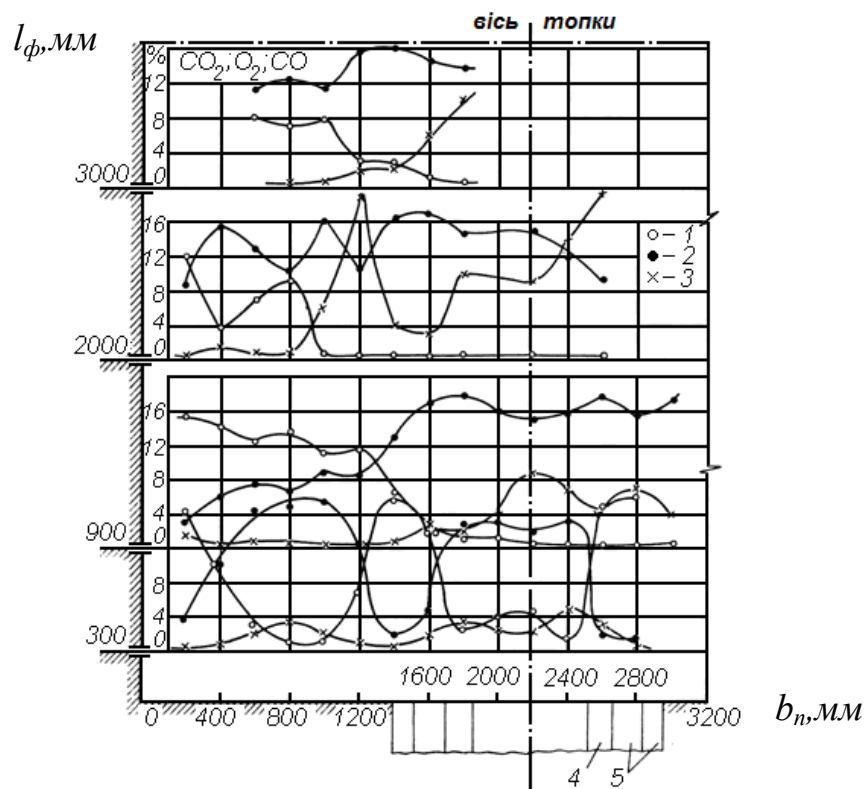
Таке рішення дозволило вдвічі скоротити кількість пальників та раціонально розмістити сопла подачі сушильного агенту в топку над кожним пальником на відмітці  $13,3\text{ м}$  з нахилом вниз до ядра факелу приблизно на  $30^\circ$ , а також підвищити надійність роботи нижньої радіаційної частини топки [21].

Вимірювання газового аналізу, градієнту температур, відбір проб золи та пилу проводилися в рамках робіт «Техенерго» за участі автора по чотирьох перетинах в горизонтальній площині осі пальників на відстані 300, 900, 2000 та 3000 мм від їх амбразури. Вигорання по висоті топки та температура факелу вивчалися в перетинах на відмітках 10000, 16400, 19700, 25000 та 28500 мм.

Для проведення газового аналізу та відбору проб твердої фракції із визначених перерізів по довжині факелу автором використовувався переносний водоохолоджувальний зонд типу «труба в трубі». Для відбору твердої фракції із потоку газів використовувався портативний циклон, який під'єднувався на вихід водоохолоджуваного зонда. Регулювання величини відбору газів проводилось повітряним ежектором. Вимірювання температури проводилось переносним зондом із встановленою на його кінці термопарою.

В котлі ТПП-210А на близькій відстані від амбразури (при  $l/D_a \approx 1,3$ ) крива, концентрації  $CO_2$  у відповідному перетині факелу, має два максимуми – в пристінній та коаксіальній зонах. Найбільше значення  $CO_2$  простежується по всій ширині коаксіальної зони рециркуляції. Різке зниження  $CO_2$  відбувається в зонах основного повітряного потоку, з наступним зростанням на межі перемішування потоків повітря та аеросуміші, де й відбувається займання.

Вирівнювання концентрацій складових газових компонентів при достатній подачі повітря в пальники ( $\alpha_n \geq 1,05$ ) починається на відстані 2000 мм від амбразури. Хоча й на виході з камери горіння поля концентрацій  $CO_2$  та  $O_2$  по перетину не повністю вирівняні, тут спостерігається значний вміст  $CO$ . Тоді, як максимальне значення  $CO$  спостерігається в коаксіальній зоні рециркуляції на відстані 2000 мм від амбразури та досягає свого максимуму приблизно 19% при  $\alpha_z \approx 0,8$  при концентрації кисню в цій області близько 1,0% (рис. 2.12).



1 -  $O_2$ ; 2 -  $CO_2$ ; 3 -  $CO$ ; 4 - аеросуміш; 5 - вторинне повітря

Рисунок 2.12 – Газовий склад на початковій ділянці факелу при спалюванні АШ

При нестачі повітря в пальниках ( $\alpha_n < 1,0$ ) вирівнювання концентрації  $CO_2$  та  $O_2$  спостерігається на більш віддаленій відстані від амбразури. Відсутність необхідної кількості повітря сприяє різкому підвищенню температури в районі пальників та екранів, виникненню локальних відновлювальних зон.

Втрати тепла з механічним недопалом, середні значення температури, вміст  $CO_2$  та  $O_2$  по висоті топки, розраховані за формулами (2.28-2.37), при спалюванні антрациту ( $V^{daf}=3,5\%$ ,  $Q_i^r=22,0$  МДж/кг,  $A^r=23,0\%$ ,  $W^r=8,5\%$ ) на номінальному навантаженні котла ТПП-210А представлені на рис. 2.13.

По осі абсцис відкладена умовна геометрична довжина факелу  $l_\phi$ , яка в топці котлоагрегату ТПП-210А становить 35 м.

Отримані дані свідчать про розташування ядра факелу в горизонтальній площині осі пальників на відстані  $3 \div 4$  м ( $2 \div 2,5 D_a$ ) від амбразури. Температура в ядрі факелу досягає  $1650^\circ\text{C}$ . На горизонтальній ділянці факелу ( $l_\phi=4$  м) вигоряє близько 80% палива, а на виході з камери горіння в області пережому ( $l_\phi=10$  м) приблизно 90%. При цьому температура знижується до  $1575^\circ\text{C}$ .

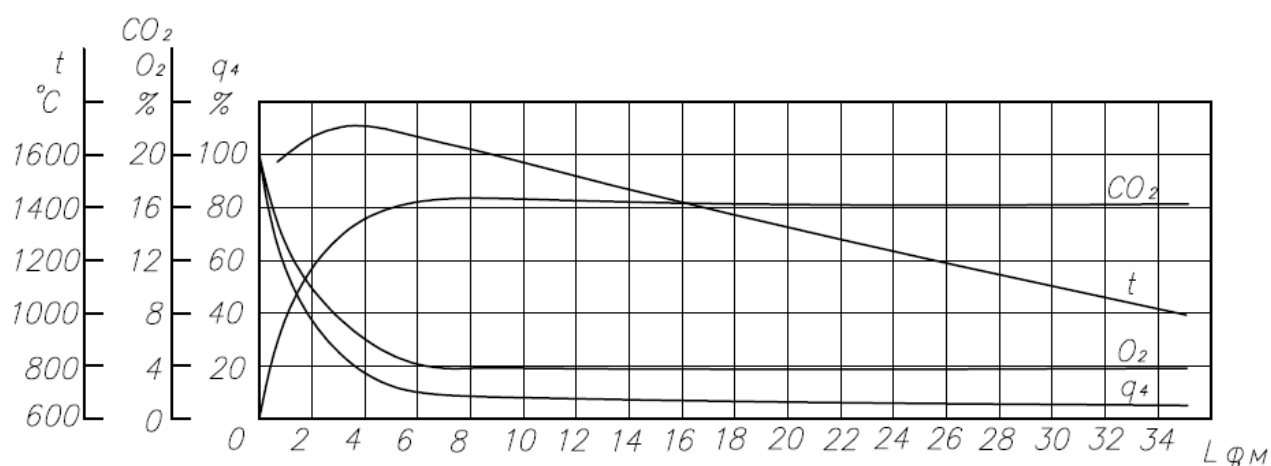


Рисунок 2.13 – Зміна температури, механічного недопалу,  $\text{CO}_2$  та  $\text{O}_2$  по висоті топки котлоагрегату ТПП-210А при спалюванні АШ

Вище, за пережимом, відбувається подальше догоряння пилу та інтенсивне охолодження продуктів згоряння [94], завдяки чому зменшується величина втрати тепла з механічним недопалом палива на виході з топки  $q_4$  до 4-6%.

Правильність зведення матеріальних балансів контролювалась прямими замірами витрати палива та повітря через досліджувані пальники по штатних вимірювальних приладах на місцевому та тепловому щитах.

На рис. 2.14 наведена залежність ККД брутто котла ТПП-210А від калорійності Донецького вугілля марки АШ та зольності на робочий стан за результатами випробувань на навантаженні  $N_{el}=225 \div 230$  МВт. Як бачимо з рис. 2.14, зниження ККД брутто котла в інтервалі калорійності вугілля  $4500 \div 6000$  ккал/кг ( $18,84 \div 25,12$  МДж/кг) та зольності 8-30% лінійно-пропорційне і становить  $\sim 0,25$  % на 100 ккал/кг ( $419$  кДж/кг) зниження калорійності та  $\sim 0,25$  % на 1 % підвищення зольності.

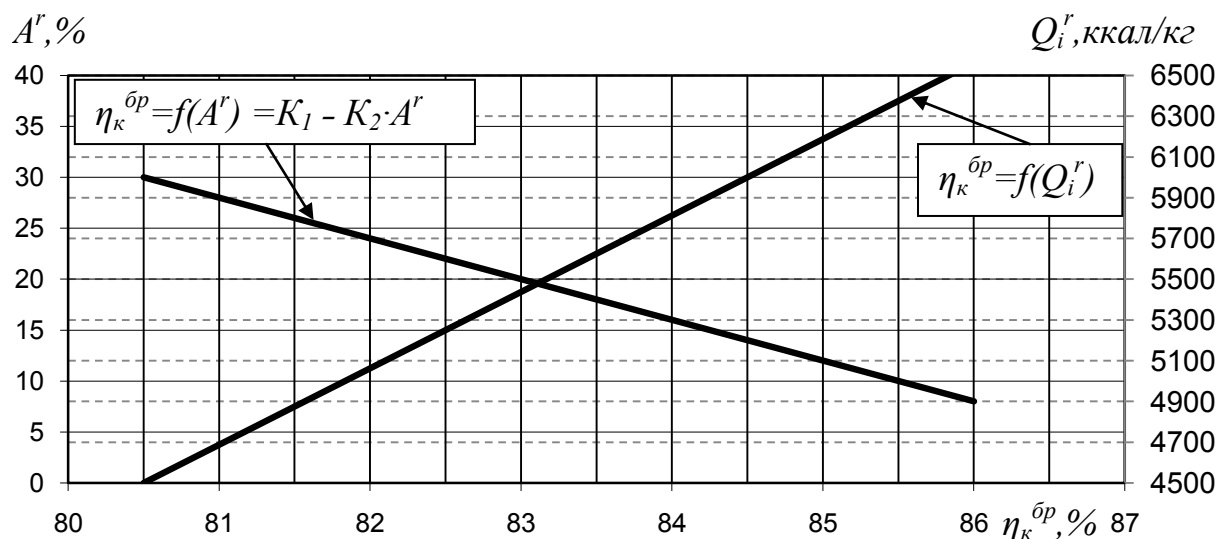


Рисунок 2.14 – Залежність ККД бруто котла від калорійності та зольності АШ

При спалюванні Донецького антрациту з  $Q_i^r$  менше  $\sim 4500$  ккал/кг (18,84 МДж/кг) проектні пальникові пристрої не можуть забезпечити стійкий вихід рідкого шлаку, що призводить до вимушеного зниження навантаження котла та проведення ручного розшлакування льотки.

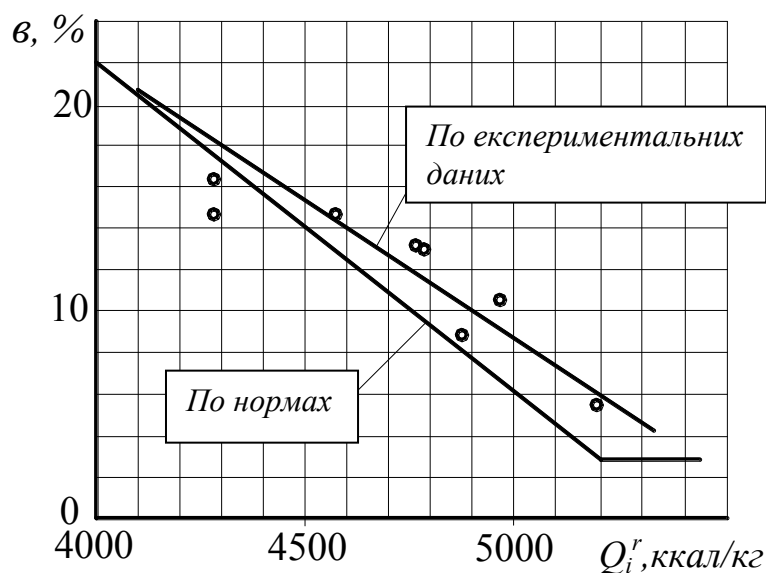


Рисунок 2.15 – Залежність частки газу (мазуту) по теплу на компенсацію нестачі теплоти згоряння антрациту для котлоагрегату ТПП-210А

При  $Q_i^r$  АШ менше  $\sim 4500$  ккал/кг (18,84 МДж/кг) за існуючими нормами та результатами експериментальних даних для підтримання стійкого горіння та виходу рідкого шлаку додатково спалюють  $\sim 15\%$  по теплу газу (рис. 2.15).

## 2.6 Аналітичне визначення економічних показників перевитрати НТП

В енергетичні характеристики котельних установок вводяться основні та проміжні показники економічності їх роботи, які залежать від режиму роботи як самого котла так і теплотехнічних характеристик палива.

ККД котла бруто за зворотнім балансом визначається за формулою [52]:

$$\eta_k^{bp} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6), \% \quad (2.28)$$

де  $q_2$  – втрата тепла з відхідними газами;  $q_3$  – втрата тепла з хімічним недопалом;  $q_4$  – втрата тепла з механічним недопалом;  $q_5$  – втрата тепла в оточуюче середовище;  $q_6$  – втрата тепла з фізичним теплом шлаку.

Можливість корегування значень ККД розподіляється між окремими складовими теплових втрат пропорційно їх впливу на його загальне значення.

Втрати тепла від механічної неповноти згоряння вугілля  $q_4$  становлять [52]:

$$q_4 = \alpha_{вин} \cdot \frac{\Gamma_{вин}}{100 - \Gamma_{вин}} \cdot \frac{q_{зop} \cdot A^r \cdot K_Q}{Q_i^r}, \% \quad (2.29)$$

де  $\Gamma_{вин}$  – вміст горючих включень в золі виносу, %;  $A^r$  – зольність вугілля на робочий стан, %;  $\alpha_{вин}$  – частка золи виносу з топки;  $q_{зop}$  – середня теплота згоряння 1 кг горючих включень, що містяться в золі виносу, рівна 32660 кДж/кг (7800 ккал/кг);  $K_Q$  – поправочний коефіцієнт.

Для котлів, що спалюють газ (мазут) втрати тепла з механічним недопалом приймаються рівними нулю. Втрати тепла від механічної неповноти згоряння при спалюванні суміші твердого палива та газу (мазуту)  $q_4^{сум}$  становлять [52]:

$$q_4^{сум} = q_4 \cdot \alpha_{тв}, \% \quad (2.30)$$

де  $\alpha_{тв}$  – частка по теплу твердого палива, що спалюється в суміші;  $q_4$  – втрати тепла з механічним недопалом твердого палива, що визначаються за (2.29), %.

Поправочний коефіцієнт  $K_Q$  визначиться за формулою [52]:

$$K_Q = \frac{Q_i^r}{C_i^r + q_{нал}}, \quad (2.31)$$

Фізична теплота 1 кг палива, внесена в топку,  $q_{нал}$  визначиться за [52]:

$$q_{нал} = c_{нал} \cdot t_{нал}, \text{ ккал/кг (кДж/кг)} \quad (2.32)$$

де  $c_{нал}$  – питома теплоємність палива при температурі його надходження в топку,  $\text{кДж/(кг} \cdot ^\circ\text{C)}$ ;  $t_{нал}$  – температура палива, що надходить в топку,  $^\circ\text{C}$ .

Для приведення початкового номінального значення основних та проміжних показників роботи котельної установки до фактичних умов роботи обладнання для енергетичних характеристик можна внести відповідні поправки на зміну співвідношення виду та марки спалюваного палива, його теплотехнічних характеристик: зольності, вологості, нижчої робочої теплоти згоряння, виходу летких речовин і т. д. Всі ці показники несуть безпосередній вплив на втрати тепла з механічною неповнотою згоряння, що позначається на зміні вмісту горючих в золі виносу.

При спалюванні одного виду (марки) палива поправка визначається як різниця значень  $q_4$ , розрахованих за формулою (2.29) для фактичного та вихідного значення зовнішнього фактору, що різняться на одиницю зміни, при незмінних значеннях інших показників.

При спалюванні кількох видів (марок) палива поправка до втрати тепла з механічним недопалом на відхилення зовнішнього фактору чи параметру розраховується за формулою, аналогічною формулі (2.30), в якій позначення втрати тепла замінені позначеннями поправок на втрату тепла від механічної неповноти згоряння на відхилення цього фактору чи параметру при спалюванні кожного виду (марки) палива та їх суміші.

Поправку  $\Delta q_4^W$  (%) на зміну вологості палива на робочий стан від проектної  $W_{np}^r$  до фактичної  $W_{факт}^r$  можна розрахувати за формулою [49]:

$$\Delta q_4^W = q_{4,np} \cdot \left( \frac{Q_{i,np}^r}{Q_{i,факт}^r} - 1 \right), \% \quad (2.33)$$

де  $q_{4,np}$  – проектно-номінальне значення втрати тепла з механічним недопалом, %;  $Q_{i,np}^r$ ,  $Q_{i,факт}^r$  – значення нижчої теплоти згоряння палива, відповідно при проектному та фактичному значенні вологості,  $\text{ккал/кг (кДж/кг)}$ .

Значення нижчої теплоти згоряння, перераховане на поточно-фактичне значення вологості можна розрахувати наступним чином [49]:

$$Q_{i,факт}^r = (Q_{i,нр}^r + 6 \cdot W_{нр}^r) \cdot \frac{100 - W_{факт}^r}{100 - W_{нр}^r} - 6 \cdot W_{факт}^r, \text{ ккал/кг (кДж/кг)} \quad (2.34)$$

Тоді із врахуванням формул (2.33) та (2.34) поправка  $\Delta q_4^A$  (%) на зміну зольності палива на робочий стан від проектної  $A_{нр}^r$  до фактичної  $A_{факт}^r$  складе:

$$\Delta q_4^A = q_{4,нр} \cdot \left( \frac{Q_{i,нр}^r \cdot A_{факт}^r}{Q_{i,факт}^r \cdot A_{нр}^r} - 1 \right), \% \quad (2.35)$$

де  $Q_{i,нр}^r$ ,  $Q_{i,факт}^r$  – значення нижчої теплоти згоряння палива, відповідно при проектному та фактичному значенні зольності, ккал/кг (кДж/кг).

Значення нижчої теплоти згоряння, перераховане на поточно-фактичне значення зольності відповідно розрахується наступним чином:

$$Q_{i,факт}^r = Q_{i,нр}^r \cdot \frac{100 - A_{факт}^r}{100 - A_{нр}^r}, \text{ ккал/кг (кДж/кг)} \quad (2.36)$$

Вплив зміни нижчої теплоти згоряння твердого палива, виходу летких речовин, співвідношення видів та марок спільно спалюваного палива на вміст горючих в золі виносу визначається експериментальним шляхом на підставі результатів випробувань та інтерпретується у вигляді графічних залежностей енергетичних характеристиках котельної установки.

Якщо відхилення нижчої теплоти згоряння твердого палива викликає зміну горючих в золі виносу, вплив відхилення його зольності та вологості на зміну втрати тепла від механічної неповноти згоряння визначається не тільки за допомогою формул (2.33, 2.35), але й за допомогою формули (2.29).

За спільного спалювання кількох видів палива поправка до втрати тепла з механічним недопалом суміші палива становитиме різницю  $q_4^{сум}$ , розраховану за формулою (2.30) для фактичного та проектного значень частки кожного виду палива та вмісту горючих в золі виносу за сталих значень інших показників.

Підставивши в (2.29) замість зольності на робочий стан палива приведену зольність, при  $A^n = A^r \cdot 10^3 / Q_i^r$  (%·10<sup>3</sup>·кг/кДж), отримаємо:

$$q_4 = \alpha_{вин} \cdot \frac{\Gamma_{вин}}{100 - \Gamma_{вин}} \cdot \frac{q_{гор} \cdot A^n \cdot K_Q}{10^3}, \% \quad (2.37)$$

Аналізуючи дану формулу стає зрозумілим те, що втрата тепла  $q_4$  за незмінних значень  $\alpha_{вин}$  та  $\Gamma_{вин}$  прямо пропорційна приведеній зольності палива.

Основну формулу (2.29) можна перетворити у більш зручний вигляд для складання номограм. З цією метою підставимо в неї значення  $Q_i^r$ , що після спрощення формули (2.25) набуває вигляду:

$$Q_i^r = \frac{Q_i^{daf}}{100} \cdot (100 - A^r - 1,075 \cdot W^r), \text{ ккал/кг (кДж/кг)} \quad (2.38)$$

Після підстановки нормативних значень [52] робочої вологості  $W^r = 8,5\%$  та теплоти згоряння АШ на горючу масу  $Q_i^{daf} = 7940 \text{ ккал/кг}$  та враховуючи співвідношення  $A^d = 100 / (100 - W^r) \cdot A^r$ , формула (2.29) запишеться таким чином:

$$q_4 = \alpha_{вин} \cdot \frac{\Gamma_{вин}}{100 - \Gamma_{вин}} \cdot \frac{98,23 \cdot A^d}{97,33 - A^d}, \% \quad (2.39)$$

Розрахуємо степінь точності формул (2.29 та 2.39) на прикладі АШ ( $W^r = 8,5\%$ ,  $Q_i^{daf} = 7940 \text{ ккал/кг}$ ,  $\Gamma_{вин} = 30\%$ ,  $\alpha_{вин} = 0,9$ ) при  $q_4 \approx 5 \div 15\%$ :

Таблиця 2.4 – Степінь точності аналітичних формул

Зольність	$A^d$	%	10	20	30
Калорійність	$Q_i^r$	ккал/кг (кДж/кг)	6342 (26477)	5468 (22893)	4595 (19238)
формула (2.39)	$q_4$	%	4,36	10,12	18,06
формула (2.49)	$q_4$	%	4,39	9,91	17,07
Похибка абсолютна	абс.	%	1	2	6

Таким чином, проведені аналітичні розрахунки показали, що суттєві коливання в складі баласту та горючої маси вугілля (в експлуатаційних межах зміни  $q_4$ ) призводять до незначних відносних похибок  $\pm 1 \div 2\%$ .

Для оперативного визначення втрати тепла з механічним недопалом  $q_4$  по отриманій автором формулі (2.39) для АШ підвищеної зольності в залежності від експериментального значення ( $\Gamma_{вин}$ ) та заданої ( $A^d$ ) розроблено номограму (2.16), яка дозволяє прогнозувати значення  $q_4$  та відповідну зміну ККД котлів, що дозволяє оцінити можливість та економічність переходу на спалювання в котлі вугілля з непроектною підвищеною зольністю.



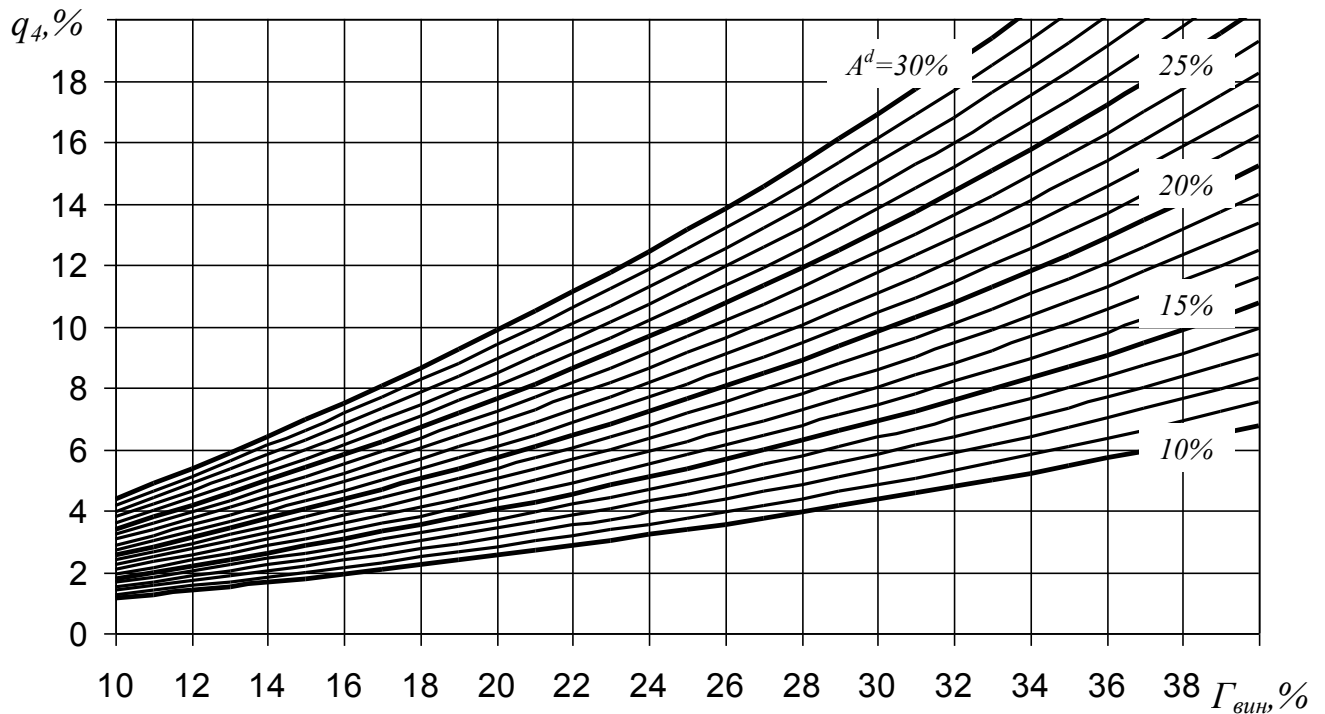


Рисунок 2.16 – Номограма для визначення втрати тепла з механічним недопалом  $q_4$  при  $\alpha_{вин}=0,9$  та  $\Gamma_{вин}\leq 40\%$  для АШ підвищеної зольності

Практика експлуатації та аналітичні дослідження доводять, що за незмінних умов спалювання АШ та відносно низької вологості  $q_4$  суттєво не залежить від зольності вугілля [95]. При цьому збільшення приведеної зольності твердого палива призводить до зменшення горючих в золі виносу відповідно з (2.37). Пояснюється це тим, що частинки вугільного пилу перебувають в топці у зваженому стані, а їх спільне злипання майже відсутнє.

$$\uparrow A^n \Rightarrow \downarrow \Gamma_{вин} \quad q_4 \approx idem$$

Суттєвий вплив зольності на механічний недопал помітно при  $A^n > 10$ , коли збільшення баласту вугілля починає помітно знижувати температуру в топці.

Більшість пиловугільних котельних установок проектувались тоді, коли теплотехнічні характеристики твердого палива були високими. Так котел БКЗ-210-140 Чернігівської ТЕЦ проектувався на  $Q_i^r = 6010$  ккал/кг (25,16 МДж/кг) та  $A^d = 18\%$ . Після невеликого проміжку часу котли БКЗ-160-140 Краматорської ТЕЦ та ТПП-210А Трипільської ТЕС проектувались на  $Q_i^r = 5790$  ккал/кг (24,24 МДж/кг) та  $A^d = 20,54\%$ .

## 2.7 Методика оцінювання збитку нанесеного ТЕС через перевитрату палива при спалюванні НТП

Дати оцінку зниженню економічності роботи котельного устаткування від зростання зольності та вологості і, як наслідок, зниження калорійності дозволяє аналіз експериментальних даних по проведених дослідях на котлах ТПП-210А Трипільської ТЕС, що спалюють АШ. Для представлення отриманих автором результатів побудуємо графік залежності втрат тепла з механічним недопалом, приведених до робочої вологості 8,5% згідно формул (2.33 і 2.34), від зольності на робочий стан при спалюванні Донецького антрациту підвищеної зольності.

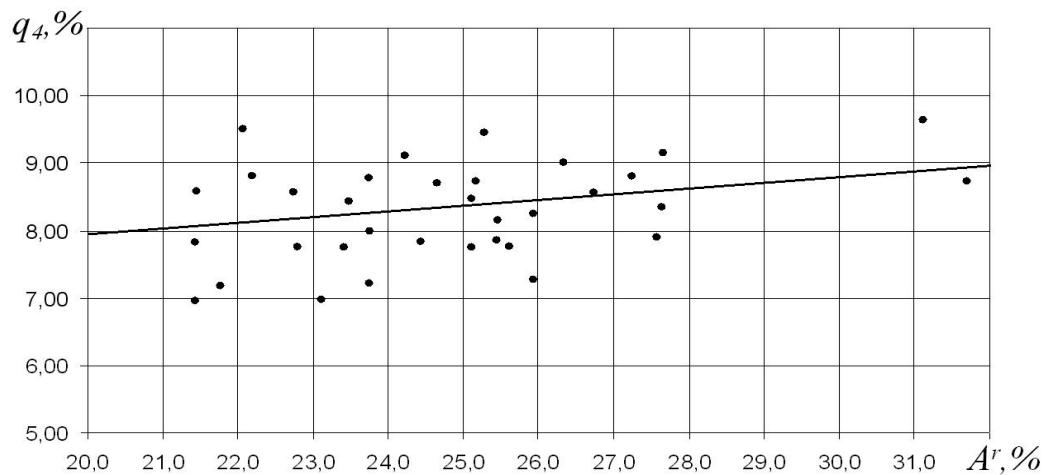


Рисунок 2.17 – Залежність зміни  $q_4$  від зольності  $A^r$  АШ для котла ТПП-210А

Аналізуючи даний рисунок можна сказати, що збільшення зольності АШ на робочий стан на 1% призводить до збільшення втрат тепла з механічним недопалом на  $0,09 \div 0,11\%$ . Описати це можна аналітичним рівнянням залежності зміни втрати тепла з механічним недопалом від зміни зольності  $\Delta A^r$ :

$$\Delta q_4 = K_A \cdot \Delta A^r, \% \quad (2.40)$$

де  $K_A$  – коефіцієнт пропорційності.

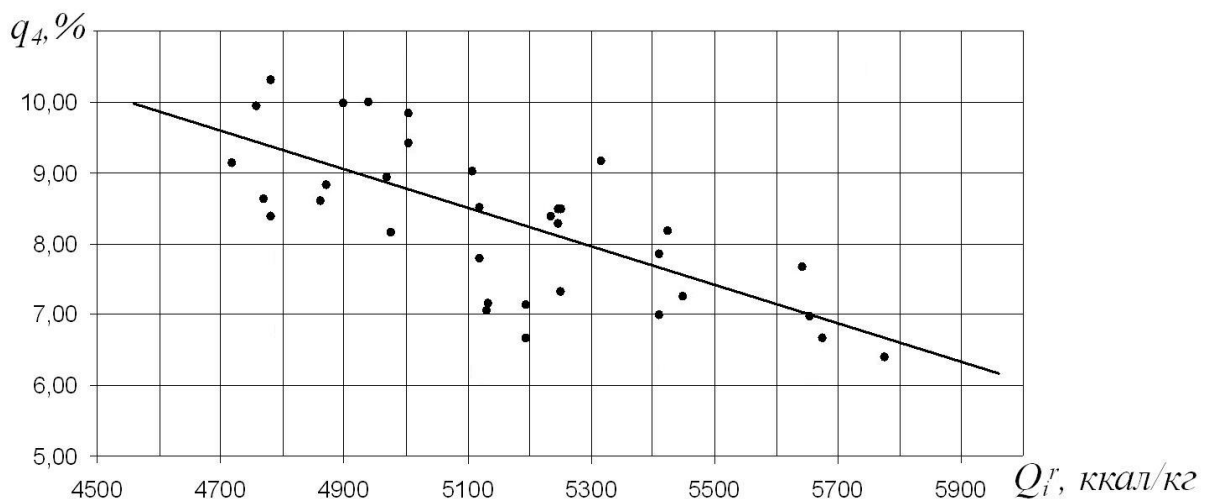
Аналогічно можна отримати залежність втрат тепла  $\Delta q_4$ , приведених до робочої зольності згідно (2.35 і 2.36), від вологості на робочий стан при спалюванні Донецького АШ на котлі ТПП-210А Трипільської ТЕС.

Обраховані поправки до втрати тепла для  $q_4$  на зміну теплотехнічних характеристик деяких марок українського вугілля наведені в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Вплив зольності та вологості на втрати тепла з мехнедопалом

Паливо	Поправка на $\pm 1\%$ зміни характеристики вугілля на робочий стан, $\%(\pm)$		Приведена характеристика палива, $\text{кг} \cdot \% \cdot 10^3 / \text{ккал}$		Нормативні втрати тепла з механічним недопалом $q_4$
	$A^r$	$W^r$	$A^{np}$	$W^{np}$	
Донецьке АШ	0,09-0,11	0,07-0,09	4,2	1,6	4-6
Донецьке ПР	0,03-0,09	0,02-0,02	4,1	0,9	0,5-1,5
Донецьке Д	0,03-0,09	0,04-0,05	6,1	3,3	0,5-1,5
Львівсько-Волинське Г	0,04-0,07	0,03	3,8	1,9	0,5-1,0

В сумі зміна  $A^r$  та  $W^r$  (найбільш вагомих характеристик якості вугілля) відповідатиме зміні  $Q_i^r$ . На основі експериментальних вимірювань автора побудуємо графік (рис. 2.18) залежності втрати тепла з механічним недопалом від нижчої робочої теплоти згоряння  $Q_i^r$  при спалюванні Донецького антрациту на котлі ТПП-210А Трипільської ТЕС.

Рисунок 2.18 – Залежність зміни  $q_4$  від калорійності  $Q_i^r$  АШ котла ТПП-210А

Аналізуючи даний рисунок можна сказати, що зниження нижчої робочої теплоти згоряння АШ на кожні 100 ккал/кг (419 кДж/кг) призводить до збільшення втрат тепла з механічним недопалом на  $0,27 \div 0,29\%$ .

Описати все вищесказане можна аналітичним рівнянням залежності зміни втрати тепла з механічним недопалом  $\Delta q_4$  від зміни калорійності  $\Delta Q_i^r$ :

$$\Delta q_4 = K_Q^{q_4} \cdot 10^{-2} \cdot \Delta Q_i^r, \% \quad (2.41)$$

де  $K_Q^{q_4}$  – коефіцієнт пропорційності,  $\% / (\text{ккал/кг})$ ,  $\% / (\text{кДж/кг})$ .

На практиці крім втрат тепла з механічним недопалом суттєвими є також втрати з відхідними газами  $q_2$ . Саме ці два види тепловтрат складають основну частину втрат теплоти при розрахунку ККД брутто котельної установки. До зовнішніх факторів та показників, відхилення яких призводить до зміни значення  $q_2$ , можна віднести температуру холодного повітря, зольність твердого палива та втрати тепла з механічним недопалом.

Поправка на відхилення зольності вугілля враховує вплив зміни втрати тепла з механічним недопалом та додаткової втрати тепла з фізичним теплом золи виносу на втрату тепла з відхідними газами. За таких умов додаткову втрату тепла з відхідними газами  $q_2$  можна описати наступною залежністю:

$$\Delta q_2 = 0,2 \cdot \alpha_{\text{вин}} \cdot \frac{A^r}{Q_i^r} \cdot \theta_{\text{відх}}, \% \quad (2.42)$$

де  $\alpha_{\text{вин}}$  – частка золи виносу;  $\theta_{\text{відх}}$  – температура відхідних газів.

Експериментальні дослідження, проведені автором на котлах ТПП-210А Трипільської ТЕС при спалюванні непроектного антрациту свідчить про те, що зі зменшенням робочої нижчої теплоти згоряння АШ зростають втрати тепла з відхідними газами [95]. Дану залежність інтерпретовано на рис. 2.19.

Аналізуючи даний рисунок можна сказати, що зниження нижчої робочої теплоти згоряння АШ на кожні 100 ккал/кг (419 кДж/кг) призводить до збільшення втрат тепла з відхідними газами на 0,09÷0,11%.

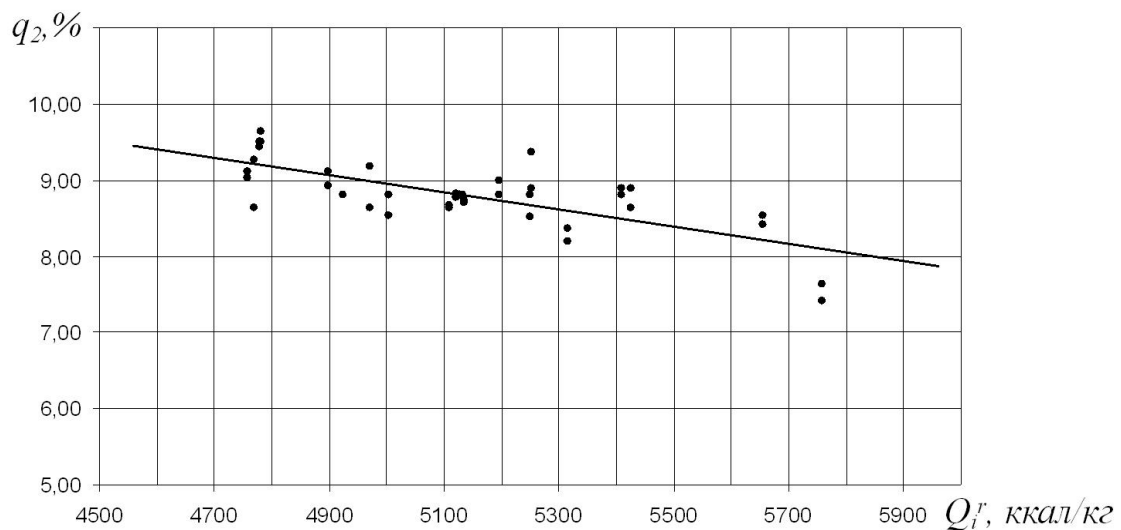


Рисунок 2.19 – Залежність зміни  $q_2$  від калорійності  $Q_i^r$  АШ котла ТПП-210А

Апроксимувавши експериментальні дані, зміну втрат тепла з відхідними газами  $\Delta q_2$ , можна записати у наступному вигляді:

$$\Delta q_2 = K_Q^{q_2} \cdot 10^{-2} \cdot \Delta Q_i^r, \% \quad (2.43)$$

де  $K_Q^{q_2}$  – коефіцієнт пропорційності,  $\%/(ккал/кг)$ ,  $(\%/(кДж/кг))$ .

Тоді, числові значення коефіцієнтів пропорційності, одержаних з формул (2.40, 2.41 та 2.43) для котельної установки ТПП-210А наведено в табл. 2.6.

Таблиця 2.6 – Коефіцієнти пропорційності  $K_A$ ,  $K_Q^{q_2}$ ,  $K_Q^{q_4}$

Тип обладнання	Коефіцієнти пропорційності:		
	$K_A$	$K_Q^{q_2}$	$K_Q^{q_4}$
Котел ТПП-210А	0,09	0,12	0,28

Важливою характеристикою роботи котельного устаткування при спалюванні НТП є питома витрата натурального палива на вироблення 1  $кВт \cdot год$  електроенергії. На рис. 2.20 наведено отриману автором дослідну залежність питомої витрати палива для котла ТПП-210А від калорійності АШ.

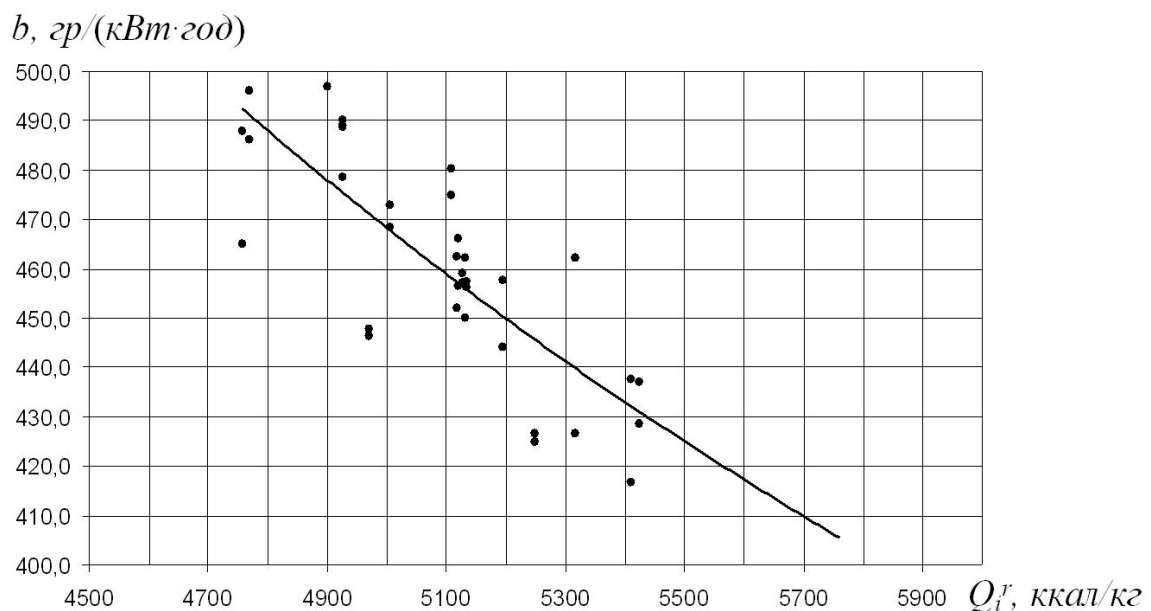


Рисунок 2.20 – Залежність питомої витрати натурального палива для котла ТПП-210А від робочої нижчої теплоти згоряння АШ

З рис. 2.20 видно, що зменшення  $Q_i^r$  АШ на кожні 100 ккал/кг призводить до зростання питомої витрати натурального палива на  $\sim 8-9$  г/(кВт·год).

Для узагальнення характеристик роботи котельного устаткування на певному виді (марці) вугілля використовують питому витрату умовного палива на вироблення 1 кВт·год електроенергії. Різні котельні установки працюють з різною питомою витратою умовного палива, яка характеризує ефективність їх роботи. Загалом перевитрату умовного палива, що складає різницю між дійсним значенням, та декларованими показниками заводом-виготовлювачем котла на певному виді (марці) вугілля можна записати, як:

$$\Delta b_{y.n.} = b_{y.n.(n)} \cdot \frac{\Delta \eta_{\kappa}^{\bar{p}}}{\eta_{\kappa(n)}^{\bar{p}}}, \text{ г у.п./кВт}\cdot\text{год} \quad (2.44)$$

де  $b_{y.n.(n)}$  – питома нормативна витрата умовного палива, г у.п./кВт·год;  
 $\eta_{\kappa(n)}^{\bar{p}}$  – нормативний ККД котельної установки брутто, %;  $\Delta \eta_{\kappa}^{\bar{p}} = \eta_{\kappa(n)}^{\bar{p}} - \eta_{\kappa(НТП)}^{\bar{p}}$  – різниця між нормативним та ККД котельної установки при роботі на НТП, %.

По своїй сутності зміна ККД брутто котельної установки  $\Delta \eta_{\kappa}^{\bar{p}}$  складається з суми зміни її тепловтрат. Так як основними з них є втрати тепла з механічним недопалом та відхідними газами формулу (2.44) можна записати у вигляді:

$$\Delta b_{y.n.} = b_{y.n.(n)} \cdot \frac{\Delta q_4 + \Delta q_2}{\eta_{\kappa(n)}^{\bar{p}}}, \text{ г у.п./кВт}\cdot\text{год} \quad (2.45)$$

де  $\Delta q_4$ ,  $\Delta q_2$  – втрати тепла з механічним недопалом та відхідними газами відповідно, що розраховуються за формулами (2.41 та 2.43), %.

Так як вище було доведено залежність втрат  $q_2$  та  $q_4$  (з виведенням відповідних коефіцієнтів пропорційності) від теплоти згоряння  $Q_i^r$  то очевидно, що питома витрата умовного палива теж на пряму залежить від калорійності вугілля та (після деяких математичних перетворень) може бути визначена, як:

$$\Delta b_{y.n.} = b_{y.n.(n)} \cdot \frac{\Delta Q_i^r \cdot (K_Q^{q_4} + K_Q^{q_2}) \cdot 10^{-2}}{\eta_{\kappa(n)}^{\bar{p}}}, \text{ г у.п./кВт}\cdot\text{год} \quad (2.46)$$

де  $K_Q^{q_4}$ ,  $K_Q^{q_2}$  – коефіцієнти пропорційності втрати тепла з механічним недопалом та відхідними газами відповідно, що для АШ беруться з табл. 2.6, %/(ккал/кг).

Так для блоків 300 МВт з котлами ТПП-210А перевитрата АШ через зниження його робочої нижчої теплоти згоряння від проектного значення 5790 до 4790 ккал/кг при нормативному  $\eta_{\kappa(n)}^{\bar{p}} = 91,7\%$  та нормативній витраті умовного палива на номінальному навантаженні 240 г у.п./кВт·год складе:

$$\Delta b_{y.n.} = b_{y.n.(n)} \cdot \frac{\Delta Q_i^r \cdot (K_Q^{q_4} + K_Q^{q_2}) \cdot 10^{-2}}{\eta_{\kappa(n)}^{\bar{p}}} = 240 \cdot \frac{1000 \cdot (0,28 + 0,12) \cdot 10^{-2}}{91,7} = 104,7, \text{ г у.п./кВт·год}$$

В грошовому еквіваленті перевитрата умовного палива запишеться так:

$$\Gamma = \Delta b_{y.n.} \cdot K_{y.n.}, \text{ грн./кВт·год} \quad (2.47)$$

де  $K_{y.n.}$  – ціна тонни умовного палива, грн./т у.п.

При відомій (5000 грн./т у.п.) середній вартості АШ в еквіваленті умовного палива збиток у грошовому вираженні складе 0,52 грн./кВт·год.

Нижче наведений метод розрахунку перевитрати вугілля через зниження економічності роботи котлів за рахунок зменшення їх ККД нетто [95].

Проаналізувавши рівняння (2.44) та зробивши деякі математичні перетворення, перевитрату умовного палива за рахунок зменшення ККД котла нетто на кВт·год виробленої електроенергії можна визначити з рівняння:

$$\Delta b_{y.n.} = b_{y.n.(n)} \cdot \delta \eta_{\kappa}^n, \text{ г у.п./кВт·год} \quad (2.48)$$

де  $\delta \eta_{\kappa}^n$  – відносна зміна ККД котельної установки нетто, яка, враховуючи рівняння (2.44 та 2.46) запишеться, як:

$$\delta \eta_{\kappa}^n = \frac{(Q_{i(n)}^r - Q_{i(\phi)}^r) \cdot \Delta \eta_{\kappa}^n \cdot 10^{-2}}{\eta_{\kappa(n)}^n}, \text{ г у.п./кВт·год} \quad (2.49)$$

де  $\Delta \eta_{\kappa}^n$  – абсолютна зміна (різниця) ККД нетто котельної установки при роботі на нормативному та фактичному (НТП) вугіллі, %;  $\eta_{\kappa(n)}^{\bar{p}}$  – нормативний (вихідний) ККД котельної установки нетто, %;  $Q_{i(n)}^r$ ,  $Q_{i(\phi)}^r$  – нормативна (вихідна) та фактична нижча робоча теплота згоряння вугілля, ккал/кг (кДж/кг).

Коефіцієнт корисної дії котлоагрегату бруто  $\eta_{\kappa}^{\bar{p}}$  також можна записати, як відношення тепла, що корисно сприймається поверхнями нагріву  $Q_{\kappa}^{kop}$  до тепла, що надійшло в топку (тепла, виділеного при спалюванні вугілля)  $Q_{\kappa}^{nal}$ , тобто:

$$\eta_{\kappa}^{\bar{p}} = \frac{Q_{\kappa}^{kop}}{Q_{\kappa}^{nal}} \cdot 100, \% \quad (2.50)$$

де  $Q_{\kappa}^{kop}$  – тепло, корисно використане в топці котла,  $\text{кДж/кг}$ ;  $Q_{\kappa}^{nal}$  – повне тепло, виділене при спалюванні палива (загальна кількість тепла, внесеного в топку),  $\text{кДж/кг}$ ; при  $Q_{\kappa}^{kop} = Q_{\kappa}^{nal} - \Delta Q_{\kappa}^{emp}$ , де  $\Delta Q_{\kappa}^{emp}$  – тепловтрати в котлі,  $\text{кДж/кг}$ .

Оскільки втрати тепла при спалюванні в камерних топках  $\Delta Q_{\kappa}^{emp}$  пропорційні кількості породи у вугіллі, що характеризується зольністю  $A^r$ , то залежність  $\eta_{\kappa}^{\bar{p}}$  від зольності повинна мати лінійний характер (рис. 2.14):

$$\eta_{\kappa}^{\bar{p}} = K_1 - K_2 \cdot A^r, \% \quad (2.51)$$

де  $K_1$ ,  $K_2$  – емпіричні коефіцієнти, отримані при обробці даних за результатами експериментальних робіт на досліджуваних котельних установках.

Собівартість виробництва електроенергії на ТЕС та ТЕЦ визначається сумою умовно-постійних  $K_i$  та умовно-змінних витрат  $V_j$ :

$$C_e = \sum_{i=m}^{i=1} K_i + \sum_{j=n}^{j=1} V_j, \quad (2.52)$$

Найістотніше на собівартість електроенергії серед умовно-змінних витрат впливає вартість вугілля, тобто паливна складова собівартості. Її величина пов'язана з питомою витратою вугілля та його собівартістю. Тоді з'являється можливість оцінити вплив паливної складової через вартість корисно затраченої теплової енергії.

Витрати на тверде паливо складаються з собівартості видобування вугілля або його ціни при купівлі у виробника  $C_{куп}$ , витрат на транспортування  $C_{трансп}$ , навантажувально-розвантажувальні роботи  $C_{розв}$ , складування  $C_{склад}$ , а також підготовку палива до спалювання (на подрібнення та сушку)  $C_{підг}$ . При цьому величина витрат  $C_{трансп}$ ,  $C_{розв}$ ,  $C_{склад}$ ,  $C_{підг}$  залежать від кількості палива, що надходить на електростанцію.

У випадку надходження на електростанцію НТП, тобто палива з перевищеним вмістом породи (високозольним вугіллям) кількість затрат зростає пропорційно коефіцієнту підвищення зольності  $K_{НТП}$ .



Таким чином, витрати електростанції на тонну вугілля становитимуть:

$$C_{\text{вуг}}^{\text{ТЕС}} = C_{\text{куп}} + K_{\text{НТП}} \cdot (C_{\text{трансп}} + C_{\text{розв}} + C_{\text{склад}} + C_{\text{нідз}}), \quad (2.53)$$

Кількість корисного тепла  $Q_{\kappa(\text{НТП})}^{\text{кор}}$ , отриманого з такого НТП можна записати наступним виразом:

$$Q_{\kappa(\text{НТП})}^{\text{кор}} = K_{\text{НТП}} \cdot Q_i^r \cdot \eta_{\kappa}^{\text{бр}}, \quad (2.54)$$

Зміну вартості твердопаливної складової в собівартості виробництва електроенергії, залежно від якості та кількості спалюваного вугілля  $D_Q$ , можна оцінити за вартістю палива у виробництві корисного тепла, як:

$$D_Q = \frac{C_{\text{вуг}}^{\text{ТЕС}}}{Q_{\kappa(\text{НТП})}^{\text{кор}}} = \frac{C_{\text{куп}} + K_{\text{НТП}} \cdot (C_{\text{трансп}} + C_{\text{розв}} + C_{\text{склад}} + C_{\text{нідз}})}{K_{\text{НТП}} \cdot Q_i^r \cdot \eta_{\kappa}^{\text{бр}}}, \quad (2.55)$$

Введемо поняття коефіцієнту використання енергетичного потенціалу вугілля  $\eta_e$  рівного відношенню кількості корисного тепла, отриманого при спалюванні НТП, до кількості тепла, що можна отримати при спалюванні проектного вугілля, який з врахуванням формули (2.38) визначиться, як:

$$\eta_e = \frac{Q_{\kappa(\text{НТП})}^{\text{кор}}}{Q_{\kappa(\text{нр})}^{\text{кор}}} = K_{\text{НТП}} \cdot \frac{\left[ \frac{Q_{i(\text{НТП})}^{\text{daf}}}{100} \cdot (100 - A_{\text{НТП}}^r - 1,075 \cdot W_{\text{НТП}}^r) \right] \cdot \eta_{\text{НТП}}}{\left[ \frac{Q_{i(\text{нр})}^{\text{daf}}}{100} \cdot (100 - A_{\text{нр}}^r - 1,075 \cdot W_{\text{нр}}^r) \right] \cdot \eta_{\text{нр}}}, \quad (2.56)$$

а з врахуванням рівняння (2.51) становитиме:

$$\eta_e = K_{\text{НТП}} \cdot \frac{(100 - A_{\text{НТП}}^r - 1,075 \cdot W_{\text{НТП}}^r) \cdot (K_1 - K_2 \cdot A_{\text{НТП}}^r)}{(100 - A_{\text{нр}}^r - 1,075 \cdot W_{\text{нр}}^r) \cdot (K_1 - K_2 \cdot A_{\text{нр}}^r)}, \quad (2.57)$$

Дослідження розглянутих залежностей перевірялось шляхом обчислень експериментальних даних при спалюванні Донецького АШ різної якості та фракційного складу на котлах ТПП-210А Трипільської ТЕС. При обрахованиях значеннях емпіричних коефіцієнтів  $K_1=88$  та  $K_2=0,25$  з використанням непроектного вугілля ці залежності носять екстремальний характер. Максимум для кількості корисного тепла та коефіцієнта використання енергетичного потенціалу і мінімум паливної складової в собівартості виробництва електроенергії мають місце при зольності АШ~8-10%.

## 2.8 Розробка методики експериментально-розрахункових випробувань енергетичних котлів при спалюванні НТП

Експериментальні дослідження проводились відповідно до класу точності вимірювань та обробки результатів згідно рекомендацій [96]. Тривалість стабільного навантаження, безпосередньо перед початком дослідження становила – 2 год. Тривалість самого дослідження становила – 4 год. Реєстрація параметрів режиму впродовж всього дослідження – кожні 10-15 хв.

Допустимі коливання основних параметрів роботи котельного агрегату під час проведення дослідів у відношенні до номінальних значень:

- паропроодуктивність  $D_{c.n} \pm 3\%$ ;
- тиск гострої пари та пари промперегріву  $P_{c.n}, P_{n.n} \pm 6\%$ ;
- температура гострої пари та пари промперегріву  $t_{c.n}, t_{n.n} \pm 2\%$ .

Визначення теплотехнічних характеристик палива та коксозольного залишку проводилось сертифікованими станційними паливними лабораторіями та автором за наступними стандартними методиками досліджень:

- вміст води в паливі  $W$  – за ГОСТ 27314-91 «Топливо твердое минеральное. Методы определения влаги»;
- зольність  $A$  – за ГОСТ 11022-95 «Топливо твердое минеральное. Методы определения зольности»;
- вихід летких речовин  $V^d, V^{daf}$  – за ГОСТ 6382-91 «Топливо твердое минеральное. Методы определения выхода летучих веществ»;
- вміст сірки  $S$  – за ДСТУ 3582-97 Паливо тверде мінеральне. Визначення вмісту загальної сірки. Метод Ешка»;
- гранулометричний склад – за ГОСТ 2093-82 «Топливо твердое. Ситовый метод определения гранулометрического состава»;
- нижча робоча теплота згоряння  $Q_i^r$  – розрахунковим способом за ДСТУ 4083-02 «Вугілля кам'яне та антрацит для пиловидного спалювання на теплових електростанціях. Технічні умови».

В обсяг вимірювань входили величини, що включають основні технологічні (режимні) та економічні дані. До технологічних показників відносяться: вироблення котлом пари, витрата палива і електроенергії на власні потреби, величина викидів в навколишнє середовище та ін. Економічність роботи топки та котлоагрегату в цілому оцінюється за значенням ККД, питомою витратою умовного палива на вироблення 1 *т/год* пари чи на 1 *МВт* продукованої теплоти.

Тепловим балансом розраховується рівність між надходженням і витратою тепла з приведенням до кількості теплоти як енергії, що міститься в кінцевому виробленому продукті так і теплових втрат, завжди присутніх в процесі передачі чи перетворення будь-якого виду енергії.

Розрахунок ККД котла брутто  $\eta_k^{br}$  за зворотнім балансом визначається за формулою (2.28).

Втрата тепла з відхідними газами  $q_2$  визначається по формулі:

$$q_2 = (K \cdot \alpha_{відх} + C) \cdot (t_{відх} - (\alpha_{відх} / (\alpha_{відх} + b)) \cdot t_{xn}) \cdot A_t \cdot (1 - q_4 / 100) \cdot 10^{-2}, \% \quad (2.58)$$

де  $K$ ,  $C$ ,  $b$  – коефіцієнти, які залежать від виду, марки та приведеної вологості палива  $W^n = W^r \times 10^3 / Q_i^r$ , ( $\% \cdot \text{кДж/кг}$ ) наведені в таблиці 2.7 [49, 96];

Таблиця 2.7 – Безрозмірні коефіцієнти для різних видів палива

Паливо	Значення коефіцієнтів		
	$K$	$C$	$b$
Антрацити, пісне вугілля	$3,50 + 0,02 \cdot W^n$	$0,32 + 0,04 \cdot W^n$	0,12
Буре вугілля	$3,46 + 0,021 \cdot W^n$	$0,51 + 0,042 \cdot W^n$	$0,16 + 0,11 \cdot W^n$
Природний газ	3,53	0,60	0,18

$t_{xn}$  – температура холодного повітря,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $t_{відх}$  – температура відхідних газів за останньою поверхнею нагріву,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $A_t$  – коефіцієнт, який враховує вплив температури на теплоємність продуктів згоряння,  $A_t = 1 + 0,013 \times ((t_{відх} - 150) / 100)$ ;  $\alpha_{відх}$  – коефіцієнт надлишку повітря у відхідних газах за останньою поверхнею нагріву, що визначиться за формулою:

$$\alpha_{відх} = (21 - p \cdot O_2) / (21 - (O_2 - 0,5 \cdot CO - 0,5 \cdot H_2 - 2 \cdot CH_4)) \quad (2.59)$$

де  $O_2$  – об'ємний вміст кисню в сухих продуктах згоряння, % (визначається газовим аналізом);  $CO$ ,  $H_2$ ,  $CH_4$  – вміст в димових газах відповідно монооксиду вуглецю, водню та метану, % (визначаються газовим аналізом);  $\rho$  – коефіцієнт, що враховує співвідношення теоретичних об'ємів сухих продуктів згоряння та повітря ( $\rho=0,10$  – для природного газу,  $\rho=0,02$  – для твердого палива) [49, 96].

Втрата тепла від хімічної неповноти згоряння  $q_3$  для твердого палива:

$$q_3=3,32 \cdot (\alpha-0,2) \cdot CO \cdot (1+0,006W^n) \cdot (1-0,0 \cdot q_4), \% \quad (2.60)$$

Тоді, як  $q_3$  для природного газу визначиться по формулі:

$$q_3=0,111 \cdot (\alpha-0,1) \cdot (30,2 \cdot CO+25,8 \cdot H_2+85,55 \cdot CH_4), \% \quad (2.61)$$

Втрату тепла від механічної неповноти згоряння  $q_4$  для твердого палива можна розрахувати за формулами (2.29, 2.37 та 2.39).

Втрата тепла в оточуюче середовище  $q_5$  визначиться по формулі:

$$q_5=q_{5(ном)} \cdot (D_{ном}/D_{факт}), \% \quad (2.62)$$

де  $D_{ном}$ ,  $D_{факт}$  – паропроодуктивність котлоагрегату на номінальному та фактичному навантаженні відповідно,  $m/год$ ;  $q_{5(ном)}$  – втрата тепла в оточуюче середовище при номінальній паропроодуктивності [52, 57-59].

Втрати тепла з фізичним теплом шлаку  $q_6$  визначаються по формулі:

$$q_6=\alpha_{шл} \cdot A^r \cdot (C \cdot t_{золи})/Q_i^r, \% \quad (2.63)$$

де  $\alpha_{шл}$  – частка золи палива, яка видаляється з топки у вигляді шлаку [49, 52];  $(C \cdot t_{золи})$  – ентальпія золи [49, 52] при температурі нормального рідкого шлаковидалення  $t_{н.шл}=t_3+100^\circ C$  ( $t_3$  – температура початку рідкоплавкого стану золи,  $^\circ C$ ),  $кДж/кг$ .

Витрата палива на котел  $B_n$  визначиться за наступною формулою:

$$B_n = \frac{Q_{к.а} \cdot 100}{Q_i^r \cdot \eta_k^{\delta p}}, m/год \quad (2.64)$$

де  $Q_{к.а}$  – корисно використане в котлоагрегаті тепло, що визначиться, як:

$$Q_{к.а}=(D_{г.н} \cdot (i_{г.н}-i_{ж.в})+D_{н.н} \cdot (i''_{н.н}-i'_{н.н})+G_{н.н} \cdot (i_{н.н}-i_{ж.в})) \cdot 10^3, ГВт \quad (2.65)$$

де  $D_{г.п.}$ ,  $D_{н.п.}$ ,  $G_{н.п.}$  – витрата гострої пари, пари промперегріву та води з неперервною продувкою відповідно,  $m/год$ ;  $i_{г.п.}$ ,  $i''_{н.п.}$ ,  $i'_{н.п.}$ ,  $i_{н.п.}$ ,  $i_{ж.в.}$  – ентальпія гострої пари, пари на виході з промперегріву, пари на вході в промперегрів, води з неперервної продувки та живильної води відповідно,  $кДж/кг$ .

Витрата умовного палива на котел  $b_{y.n.}$  визначиться за формулою:

$$b_{y.n.} = \frac{Q_i^r \cdot B_n}{7000}, m \text{ y.n./год} \quad (2.66)$$

Витрати пари, живильної води, температури, тиску по пароводяному та газоповітряному трактах вимірювались штатними експлуатаційними приладами та приводились до їх розрахункових параметрів.

Приведення концентрацій оксидів азоту, монооксидів вуглецю та діоксидів сірки заміряних газоаналізатором до нормальних умов здійснюється так:

$$\begin{aligned} 1ppm NO_x &= 2,053, \text{ мг/м}^3 \\ 1ppm CO &= 1,256, \text{ мг/м}^3 \\ 1ppm SO_2 &= 2,926, \text{ мг/м}^3 \end{aligned} \quad (2.67)$$

Методика, що використовувалась для складання матеріального балансу та характеристики складових компонентів, що мають місце при вигорянні вугілля та визначення зміни механічного недопалу в результаті впливу теплотехнічних характеристик НТП була описана у п. 2.3., 2.4., 2.6.

Експерименти з дослідження характеру вигоряння палива, а також технологічні експерименти, були проведені таким чином, щоб мінімізувати сукупний вплив похибок прямих вимірювань на шукані величини. При цьому основними похибками були: неподоланні похибки засобів вимірювань (приладові похибки), випадкові похибки, похибки непрямих вимірювань, а також похибки методу.

Відповідно до теорії похибок [97-99], стандартна випадкова похибка  $S_A$  п прямих вимірювань однієї й тої ж величини  $A$  дорівнює

$$S_A = [\Sigma(A_i - \langle A \rangle)^2 / (n \cdot (n - 1))]^{1/2}, \quad (2.68)$$

де  $A_i$  – результат  $i$ -го виміру;

$\langle A \rangle$  - середнє арифметичне  $n$  вимірів.

У випадку, коли величина не змінюється випадковим образом, а задається за показниками приладів, основний внесок у похибку вимірювання вносить стандартна систематична похибка, у характеристиках приладів, що приводиться звичайно у вигляді приведеної похибки, – виражена у відсотках від верхньої межі вимірювань.

Стандартна похибка непрямого вимірювання величини  $A = f(B, C, \dots)$  приймається такою, що дорівнює

$$S_A = [(\partial f / \partial B)^2 \cdot S_B^2 + (\partial f / \partial C)^2 \cdot S_C^2 + \dots]^{1/2}, \quad (2.69)$$

де:  $\partial f / \partial B, \partial f / \partial C, \dots$  – часткові похідні по відповідних аргументах;

$S_B, S_C, \dots$  – стандартні (залежно від значимості внеску - випадкові або систематичні) похибки аргументів.

У ряді випадків більш зручним є подання похибки у вигляді відносної стандартної похибки  $S_A/A$ . Зокрема, для випадків  $A=B \cdot C$  и  $A=B/C$  відносна стандартна похибка приймає вигляд:

$$S_A/A = [(S_B/B)^2 + (S_C/C)^2]^{1/2}, \quad (2.70)$$

а для  $A=B+C$ , де  $B$  і  $C$  - позитивні величини:

$$S_A/A = [S_B^2 + S_C^2]^{1/2} / (B+C). \quad (2.71)$$

Згідно [99], припустиме відхилення показань ХА-термопар становить  $\pm 7,5$  °С. Відповідно до паспортних даних перетворювача А565, похибка перетворення становить не більше 0,1% від верхньої межі виміру 1200 °С, або не більше 1,2 °С. По формулі (2.69) загальна похибка вимірювання температури становить  $(7,5^2 + 1,2^2)^{1/2} = 7,6$  °С. Теплова інерційність термопар  $\leq 2-4$  с.

Температури факелу в різних точках вимірювались переносним візуальним пірометром «Промінь-МІІ» (Україна) з похибкою вимірювань в діапазоні температур 1200÷2000°С у  $\pm 20$ °С.

При визначенні витрат газів використовувалися ротаметри, таровані по зразкових приладах, відносна похибка яких не перевищує  $\delta = 2,5\%$ . Ротаметри підбиралися для роботи в діапазоні 30-60% шкали, що зменшувало відносну похибку до 1,5%.

В експериментах використовувалися газоаналізатори «Testo 330» (Німеччина), які дозволяли визначати: концентрацію кисню ( $O_2$ ) з похибкою  $\pm 0,2\%$ , монооксиду вуглецю ( $CO$ )  $\pm 2\%$ , оксидів азоту ( $NO_x$ )  $\pm 2\%$  та температуру газів з похибкою  $\pm 0,5^\circ C$ . Газоаналізатори пройшли метрологічну атестацію.

Характеристики точності стандартних методів технічного аналізу вугілля та коксозольних залишків наведені в табл. 2.8.

Таблиця 2.8 – Максимально допустима розбіжність результатів двох аналізів

Найменування	Позначення	Повторюваність (по тій самій аналітичній пробі в одній лабораторії)	Відтворюваність (по тій самій лабораторній пробі в двох лабораторіях)
Волога загальна	$W_t^r$	0,3% абс. ( $W_t^r \leq 10\%$ ) 3% отн. ( $W_t^r > 10\%$ )	-
Волога аналітична	$W^a$	0,2% абс.	-
Вихід летких речовин	$V^a$	0,3% абс. ( $V^a \leq 10\%$ ) 3% отн. ( $V^a > 10\%$ )	0,5% абс. ( $V^a \leq 10\%$ ) 4% отн. ( $V^a > 10\%$ )
Зольність	$A^a$	0,2% абс. ( $A^a \leq 10\%$ ) 2% отн. ( $A^a > 10\%$ )	0,3% абс. ( $A^a \leq 10\%$ ) 3% отн. ( $A^a > 10\%$ )

Таким чином, описані в цьому розділі досліджувані експериментальні установки, засоби вимірювальної техніки в сукупності із стандартними методами аналізу дають можливість виконання задач експериментального дослідження процесів факельного спалювання пиловидного вугілля та його сумішей.

Дану методику також можна використовувати для проведення порівняльних розрахунків із визначення ефективності роботи досліджуваного енергетичного котла без додавання каталізатору горіння та з його додаванням в тракт первинного повітря. Додавання каталізатора впливає на якість випалювання вугілля, температурний режим горіння та викиди у відхідних газах, що також враховано в даній методиці.

## Висновки

1. Проведено аналіз основних процесів та явищ, що впливають на горіння НТП в камерних топках котлів, при факельному спалюванні АШ. Досліджено проблеми, що виникають при спалюванні НТП та знайдено шляхи підвищення надійності і економічності роботи котельного устаткування на вугіллі погіршеної якості.

2. Проведено розрахунок складу утворених газоподібних компонентів пиловугільного факелу при роботі на НТП. Досліджено стадійність процесу горіння НТП та проведено аналіз впливу його теплотехнічних характеристик на причини та процес формування механічного недопалу.

3. Досліджено вплив якості непроектного палива та режимних факторів на показники ефективності роботи котельного устаткування зі складанням відповідних блок-схем та діаграм для обрахунків.

4. Обґрунтовано, що збиток, спричинений зменшенням якості палива від проектного значення, оцінюється за зниженням таких показників вугілля як зольність, вологість та калорійність. Отримано аналітичні залежності впливу вищезазначених показників на перевитрату палива, пов'язану зі збільшенням втрат тепла з механічним недопалом та створено розрахункову номограму.

5. Вперше, на основі аналітичних та експериментальних досліджень котла ТПП-210А, розроблено універсальний метод оцінювання збитку нанесеного електростанції через погіршення теплотехнічних характеристик палива і, як наслідок, підвищення тепловтрат з відхідними газами, механічним недопалом та зростання перевитрати палива. Введено коефіцієнт використання енергетичного потенціалу вугілля і досліджено його залежність від якості НТП.

6. Розроблено методики експериментально-розрахункових досліджень котлів з можливістю додавання каталізатору горіння та методики розрахунків для визначення впливу зміни режимних факторів, виду та якості палива на енерго-екологічну ефективність роботи котельних установок.



### РОЗДІЛ 3

## ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ЕНЕРГО-ЕКОЛОГІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ КОТЛІВ ПРИ СПАЛЮВАННІ НТП

Сучасні умови експлуатації пиловугільних енергетичних котлів з рідким шлаковидаленням при спалюванні НТП з швидкозмінними теплотехнічними характеристиками не відповідають проектним розрахунковим значенням роботи камерних топок [52] та вимогам правил технічної експлуатації (ПТЕ) електричних станцій та мереж [44]. Тому у даному розділі автором запропоновано розраховувати дійсні значення тепловтрат при спалюванні НТП та бінарних сумішей вугілля, додатково враховуючи поправочні коефіцієнти на погіршення якісних характеристик палива та введення в топку активатору горіння, що вплине на загальне значення ККД котельної установки. Поправочні коефіцієнти пропорційності для проведення розрахунків потрібно визначати за допомогою методик, запропонованих в п. 2.6 та 2.7.

Так як для спалювання в енергетичних котлах систематично надходить високозольне вугілля нестабільного складу, особливу увагу слід звернути на збільшення тепловтрат з механічним недопалом [45, 47], які є основною причиною перевитрати палива порівняно з нормованими значеннями.

Отже експериментально-розрахунковою методикою згідно п. 2.8 потрібно визначити реальні залежності зміни ККД бруто котлів в результаті погіршення якісних характеристик твердого палива, зміни режимів спалювання та введення в топку каталізатору горіння, що впливає на загальне значення питомої витрати палива та собівартість вироблення електроенергії.

Дослідження проводилось на котлах: ТПП-210А Трипільської ТЕС (проектне паливо АШ), ТП-15 Дарницької ТЕЦ (проектне паливо АШ), БКЗ-160-100 Краматорської ТЕЦ (проектне паливо АШ), БКЗ-210-140 Чернігівської ТЕЦ (проектне паливо АШ), ЕП-670-140 (Болгарія) ТЕЦ «Марица Исток-2» (проектне паливо лігніти, буре вугілля), ТГМ-84 Чернігівської ТЕЦ (проектне паливо природний газ (мазут)).

### 3.1 Характеристика котлів на яких проводились експериментальні дослідження

Забезпечення згоряння вугілля з малим виходом летких речовин було досягнуто завдяки розвитку у вугільній електроенергетиці декількох напрямків: камерні топки з рідким шлаковидаленням, циклонні передтопки з пилоподібною подачею палива, вихрові топки з пережимом. Випробовувалися різні схеми пилоприготування та аеродинамічні принципи сумішоутворення пилоповітряних потоків. Однак, впроваджені енергетичні котли з завитково-лопатевими пальниками для енергоблоків 150, 200, 300 та 800 *MBt* практично експлуатувалися з великим вмістом горючих в золі виносу, що для АШ становить близько 15-30%, для пісного вугілля – 15-18%. При знижених температурах гарячого повітря та протіканні топочного процесу в діапазоні температур 1550-1800°C механічний недопал в золі виносу може бути й більшим [100]. Саме тому експериментальні роботи проводились автором з метою покращення енерго-екологічних параметрів роботи таких типів котлів.

*Котел типу ТПП-210А* прямотечійний, двокорпусний.

Розрахункові характеристики одного корпусу котла: паропродуктивність – 475 *т/год*, тиск первинної пари – 255 *кгс/см<sup>2</sup>*, температура первинної пари – 545°C, витрата вторинної пари – 400 *т/год*, тиск вторинної пари – 37 *кгс/см<sup>2</sup>*, температура вторинної пари на виході з котла – 545°C, температура гарячого повітря – 401°C, температура відхідних газів – 147°C, ККД брутто котла – 90,60%,  $q_2$  – 6,45%,  $q_3$  – 0,00%,  $q_4$  – 4,00%,  $q_5$  – 0,40%,  $q_6$  – 0,32%.

Основним паливом для котлів ТПП-210А ТпТЕС передбачено Донецький АШ, резервним – природний газ Шебелинського родовища.

Теплотехнічні характеристики проектного АШ котлів ТПП-210А такі:  $C^r$  = 68,0%,  $A^r$  = 19,0%,  $W^r$  = 7,5%. Вихід летких речовин на робочий стан палива – 4,0%. Нижча теплота згоряння на робочий стан – 5790 *ккал/кг* (24,24 *МДж/кг*).

Кожен корпус котла виконаний в П-подібному компонованню, з індивідуальною замкнутою схемою пилоприготування, з одним для обох корпусів пиловим бункером та трьома пилосистемами з млинами КБМ-370-850.

*Котел типу ТП-15* розрахований на наступні параметри: паропроductивність – 220  $t/год$ , тиск пари за котлом – 100  $кгс/см^2$ , температура перегрітої пари – 540°C, температура живильної води – 215°C, температура гарячого повітря – 350°C, температура відхідних газів – 125°C.

Теплотехнічні характеристики проектного АШ котлів ТП-15 такі:  $A^r=17,3\%$ ,  $W^r=6,5\%$ . Вихід летких речовин на робочий стан палива – 4,0%. Нижча теплота згоряння на робочий стан – 6000  $ккал/кг$  (25,12  $МДж/кг$ )..

Котел виконаний в П-подібному компонованню. Труби заднього екрану топки утворюють виступ, який розділяє топку на камеру згоряння та камеру охолодження. У кутах топки встановлені вісім щілинних пальників прямооточного типу, розташованих у два яруси. Система пилоприготування замкнута, з бункером пилу обладнана двома кульовими барабанними млинами КБМ-16 з сушінням гарячим повітрям.

*Котел типу БКЗ-210-140ПТ* розрахований на наступні параметри: паропроductивність – 210  $t/год$ , тиск пари за котлом – 140  $кгс/см^2$ , тиск в барабані котла – 155  $кгс/см^2$ , температура перегрітої пари – 550°C, температура живильної води – 230°C, температура гарячого повітря – 370°C, температура відхідних газів – 127°C.

Теплотехнічні характеристики проектного АШ котлів БКЗ-210-140 такі:  $A^r=16,7\%$ ,  $W^r=7,0\%$ . Вихід летких речовин на робочий стан палива – 4,0%. Нижча теплота згоряння на робочий стан – 6010  $ккал/кг$  (25,16  $МДж/кг$ )..

Труби фронтового та заднього екранів топки утворюють пережим, який розділяє топку на камеру згоряння та камеру охолодження. Камера згоряння має вигляд восьмикутника, на гранях якого розміщені 4 блоки щілинних газопиловугільних пальників Система пилоприготування з бункером пилу обладнана двома кульовими барабанними млинами КМ-16 з сушінням гарячим повітрям та замкнутою пилосистемою.

*Котел типу БКЗ-160-100ПТ* однобарабанний з природною циркуляцією, призначений для спалювання Донецького АШ та природного газу з рідким шлаковидаленням. Котел виконаний по П-подібному компонованню.

Розрахункові параметри роботи котла при спалюванні АШ: номінальна паропродуктивність –  $160 \text{ т/год}$ , тиск пари в барабані –  $110 \text{ кгс/см}^2$ , температура перегрітої пари на виході із пароперегрівника –  $540^\circ\text{C}$ , температура живильної води –  $215^\circ\text{C}$ , ККД котла (брутто) –  $89,97\%$ ,  $q_2 - 4,66\%$ ,  $q_3 - 0,00\%$ ,  $q_4 - 4,50\%$ ,  $q_5 - 0,60\%$ ,  $q_6 - 0,27\%$ .

Теплотехнічні характеристики проектного АШ котлів БКЗ-160-100 такі:  $C^r=68,0\%$ ,  $A^r=19,0\%$ ,  $W^r=7,5\%$ . Вихід летких речовин на робочий стан палива –  $4,0\%$ . Нижча теплота згоряння на робочий стан –  $5790 \text{ ккал/кг}$  ( $24,24 \text{ МДж/кг}$ ).

Котел обладнаний 4-ма двоярусними завитково-лопатковими пиловугільними пальниками, розміщеними на кутових гранях топки та двома індивідуальними напіврозімкненими системами пилоприготування з проміжним бункером пилу.

Котел типу *En-670-140* розрахований на спалювання бурого вугілля, нижча теплота згоряння якого на робочий стан  $1320-1600 \text{ ккал/кг}$  ( $5,53-6,70 \text{ МДж/кг}$ ). Має Т-подібне компонування.

Система труб в топці розділена на нижню радіаційну частину (НРЧ), верхню радіаційну частину (ВРЧ) та стельовий пароперегрівач (СПП). Після водяного економайзера димові газы надходять в повітропідігрівник, який розташований за межами котельної. Котел має 8 бункерів сирого вугілля, по одному на кожну систему пилоприготування. Млини-вентилятори подрібнюють вугілля до вугільного пилу та транспортують в топку через пальники, тобто це система пилоприготування з прямим вдуванням.

Котел типу *ТГМ-84 Б* П-подібного компонування, розрахований на наступні параметри: паропродуктивність –  $420 \text{ т/год}$ , тиск пари за котлом –  $140 \text{ кгс/см}^2$ , температура перегрітої пари –  $545^\circ\text{C}$ , температура відхідних газів –  $154^\circ\text{C}$ , температура живильної води –  $230^\circ\text{C}$ .

Газомазутний котел *ТГМ-84Б* з призматичною топкою, розділеною двоосвітним екраном на дві півтопки.

Топка обладнана 6-ма газомазутними пальниками, розташованими на фронтівій стіні, по 3 штуки в кожній півтопці за схемою «трикутником вгору».

### 3.2 Умови проведення експериментальних досліджень

Всі експерименти проведені в рамках дослідно-промислових робіт ПрАТ «Техенерго» на вказаних котлах. Автор брав безпосередню участь в роботах як керівник або член дослідної бригади.

Метою проведення даних досліджень було:

- визначення ефективності застосування каталізатору горіння та можливості зниження витрати палива на вироблення електроенергії при факельному спалюванні твердого чи газоподібного палива;
- визначення можливості виключення споживання котлами «підсвітного» високореакційного палива (газу/мазуту) та роботи на навантаженнях нижче технічного мінімуму при спалюванні НТП чи його сумішей;
- визначення наявності/відсутності синергетичного ефекту та нормальних умов роботи котлів при спалюванні бінарних вугільних сумішей;
- визначення нормальних умов витікання рідкого шлаку;
- визначення впливу режимних факторів роботи котлів та їх пилосистем, якості та складу вугілля на процес випалювання твердого палива та, як наслідок, зміну загальних енерго-екологічних показників роботи установок.

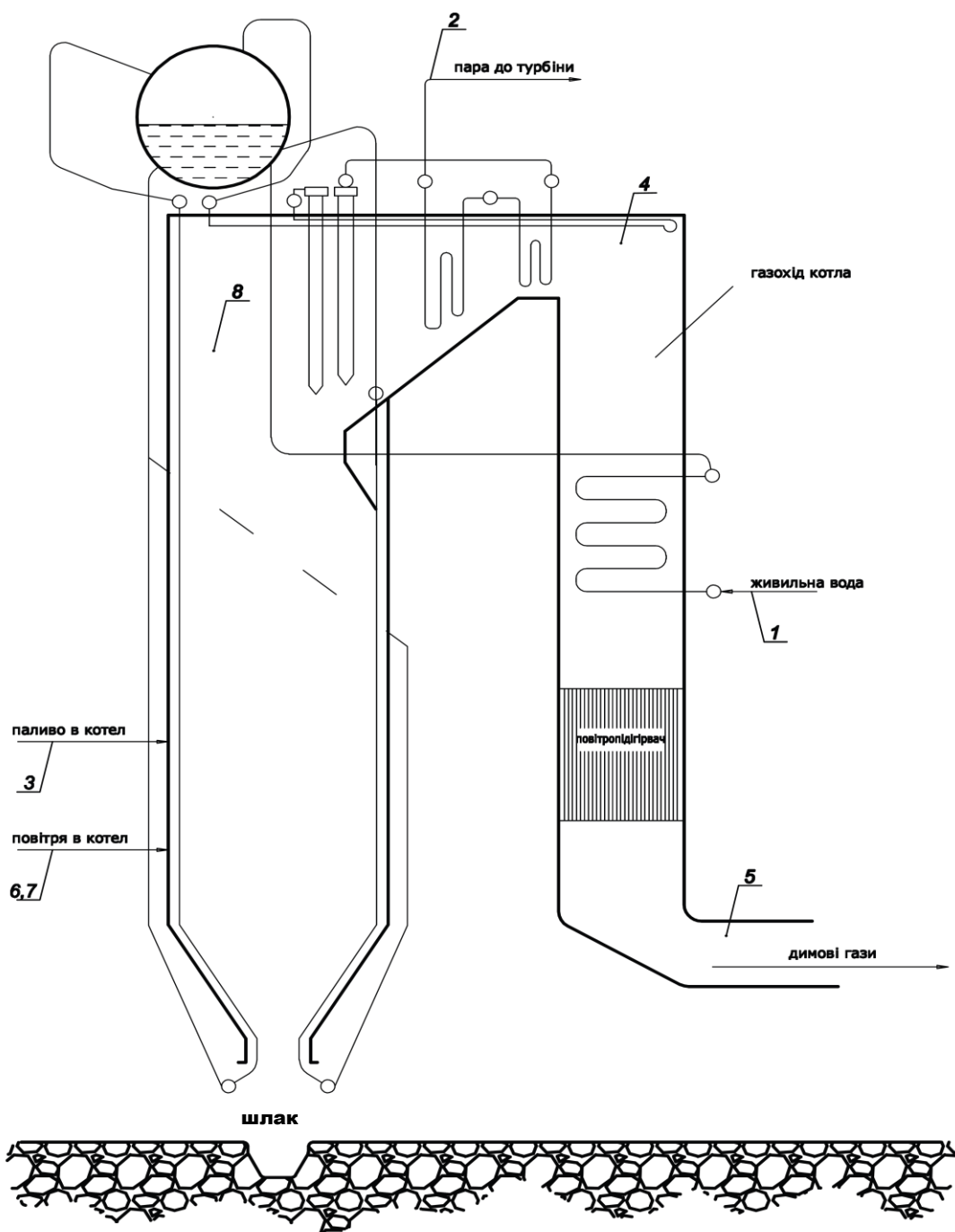
На рис. 3.1 наведена типова схема розташування точок замірів по пароводяному та газоповітряному трактах досліджуваних котлів.

Контроль за основними параметрами та режимними показниками роботи котлів здійснювався за попередньо повіреними приладами штатного контролю.

Паропродуктивність котла, тиск, температура пари та живильної води вимірювались повіреними приладами штатного контролю (рис. 3.1, т. 1, 2). До показів витратомірів гострої пари та живильної води вводилась поправка на відхилення тиску та температури від їх розрахункових параметрів. Газовий аналіз виконувався в режимному (поворотна камера котла), та балансовому (за останньою поверхнею нагріву котла) січеннях (рис. 3.1, т. 4, 5).

В експериментах використовувалися газоаналізатори «Testo 330» (Німеччина), які дозволяли визначати: концентрацію кисню ( $O_2$ ) з похибкою

$\pm 0,2\%$ , монооксиду вуглецю ( $CO$ )  $\pm 2\%$ , оксидів азоту ( $NO_x$ )  $\pm 2\%$  та температуру газів з похибкою  $\pm 0,5^\circ C$ . Газоаналізатори пройшли метрологічну атестацію.



1 - тиск, температура та витрата живильної води; 2 - тиск, температура та витрата гострої пари; 3 - витрата палива; 4 - газовий аналіз ( $O_2$ ,  $CO$ ,  $NO_x$ ,  $\alpha$ ,  $t$ ) в режимному перерізі; 5 - газовий аналіз ( $O_2$ ,  $CO$ ,  $NO_x$ ,  $\alpha$ ,  $t$ ) в балансовому перерізі; 6 - тиск, температура первинного повітря; 7 - тиск, температура вторинного повітря; 8 - розрідження в верху топки

Рисунок 3.1 – Типова схема точок замірів на котлі під час досліджень

Температури факелу в різних точках вимірювались переносним візуальним пірометром «Промінь-МП» (Україна) з похибкою вимірювань в діапазоні температур  $1200\div 2000^{\circ}\text{C}$  у  $\pm 20^{\circ}\text{C}$ . Типова точка заміру температури ядра факелу через льотку котла з рідким шлаковидаленням зображена на рис. 3.2, а місця замірів градієнту температури по висоті топки на рис. 3.3.

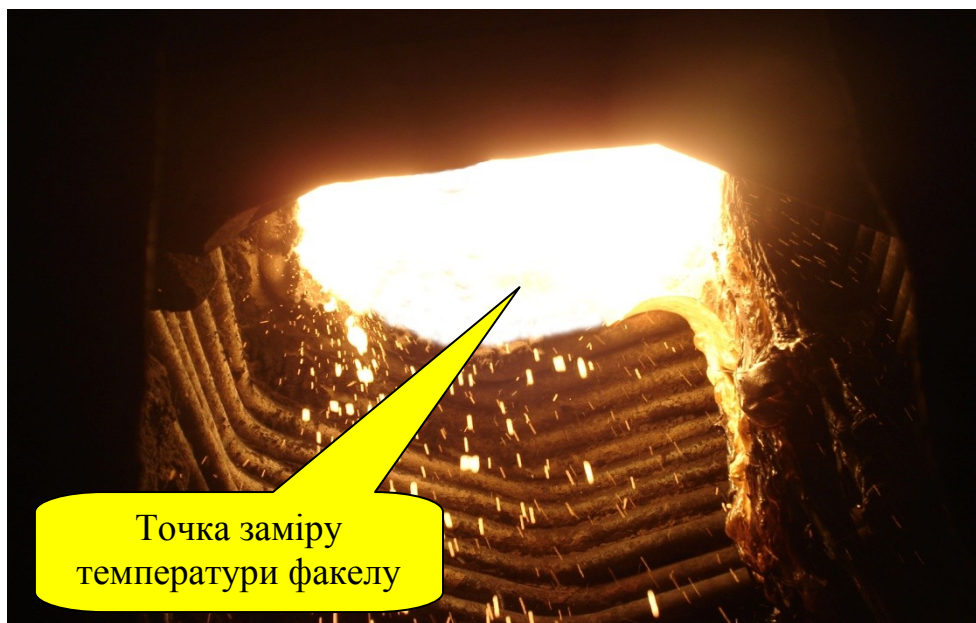
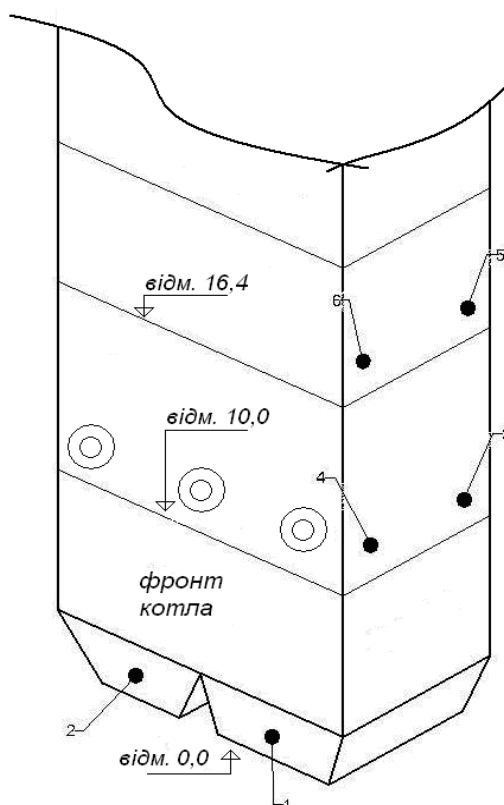


Рисунок 3.2 – Типова точка замірів температури ядра факелу

Спостереження за градієнтом температури по висоті факелу в топці, виходом шлаку та сепарацією пилу з пальників на дно топки виконувались через штатні люки льоток під котлами та люки для спостережень на різних відмітках по всій висоті топки та по периферії котлів протягом всіх дослідів з періодичністю 20-30 хвилин на один котел (при тривалості експерименту на стабільному навантаженні котельного агрегату не менше 4-ох годин, рис. 3.3).

Відбір проб палива для визначення його теплотехнічних характеристик та нижчої робочої теплоти згоряння здійснювався з кожного живильника сирого вугілля з інтервалом 15 хвилин. Тривалість відбору палива: початок – за 2 години до початку, а кінець – за 2 години до завершення дослідів. Також здійснювався відбір проб вугільного пилу з-під пиложивильників для перевірки отриманих результатів паливного аналізу та визначення тонини помолу ( $R_{90}$ ) по залишку на ситі з розміром вічок 90 мкм.



1,2 - люки льоток; 3,4 - люки на рівні пальників; 5,6 - люки бокових екранів

Рисунок 3.3 – Схема точок замірів температури факелу котла ТПП-210А

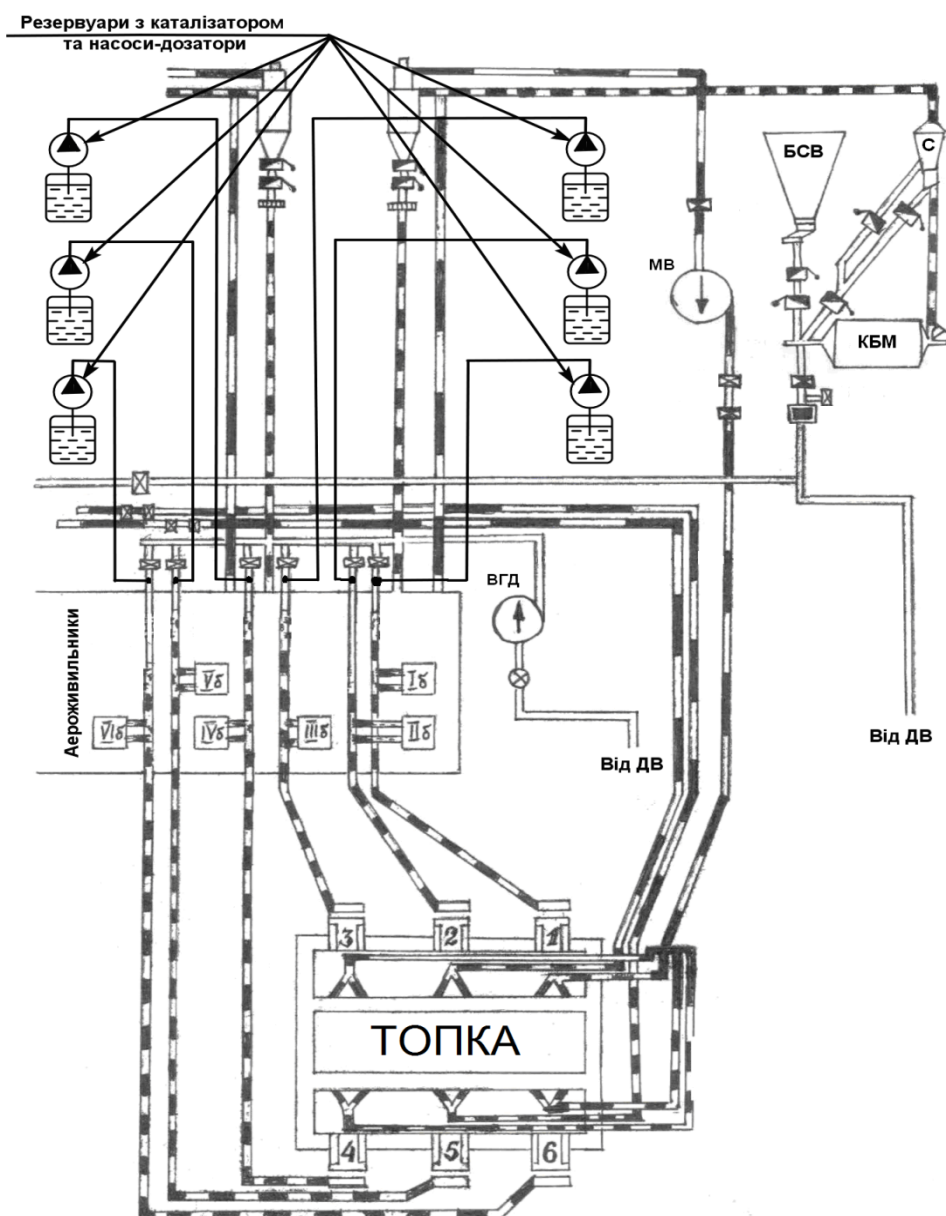
Відбір проб мокрої золи виносу виконувався з-під «чайників» скрубєрів, а сухої – зі штатних виносних установок, вмонтованих в газових трактах котлів. Відібрані проби підлягали аналізу на вміст горючих в золі виносу.

Аналіз палива та золи виконувався атестованою хімлабораторією електростанції з власним парком сертифікованих приладів.

Каталізатором у випробуваннях був МНФ (ТУ У 24.6-36045774-001:2009). Виробник даної сполуки це компанія SP. Z O.O. Prima (Польща). Інформація по каталізатору надана по даних постачальника ТОВ «МНФ новітні технології».

Перед початком випробувань проводився монтаж схеми вводу каталізатора на кожному з котлів в трубопроводи первинного повітря. Точки роздільного введення каталізатора в кожен трубопровід первинного повітря показані стрілками (рис. 3.4). Розчин каталізатора з ємності подається до місця впорскування з використанням насос-дозатора. Розпилення розчину в повітряний канал виконується за допомогою форсунок під тиском  $\sim 2,5 \text{ кгс/см}^2$ .





БСВ - бункер сирого вугілля; ВГД - вентилятор гарячого дуття; ДВ - дуттьовий вентилятор; КБМ - кульовий барабанний млин; МВ - млиновий вентилятор;  
С - сепаратор

Рисунок 3.4 – Схема вводу каталізатора в котел ТПП-210А

Для попереднього визначення необхідної оптимальної витрати каталізатора проведено серію дослідів для котлоагрегатів БКЗ-160-100 Краматорської ТЕЦ та БКЗ-210-140 Чернігівської ТЕЦ до моменту початку основних випробувань. Під час проведених дослідів парове навантаження підтримувалось стабільним та становило близько 90% від номінальної величини паропродуктивності для кожного з котлів. Витрата каталізатору

змінювалась, починаючи із значення у 1 *мл* на 1 тону спалюваного вугілля і закінчуючи 8 *мл*. Дослід на кожній кроковій витраті каталізатору тривав 2 години. В результаті проведених експериментальних вимірювань встановлено, що оптимальна витрата каталізатору становить близько 5 *мл* на 1 тону вугілля, а подальше її збільшення є недоцільним, оскільки не приводить до зменшення горючих компонентів в золі виносу ( $G_{вин}$ ) (рис. 3.5), тобто якість та економічність випалювання залишається стабільною.

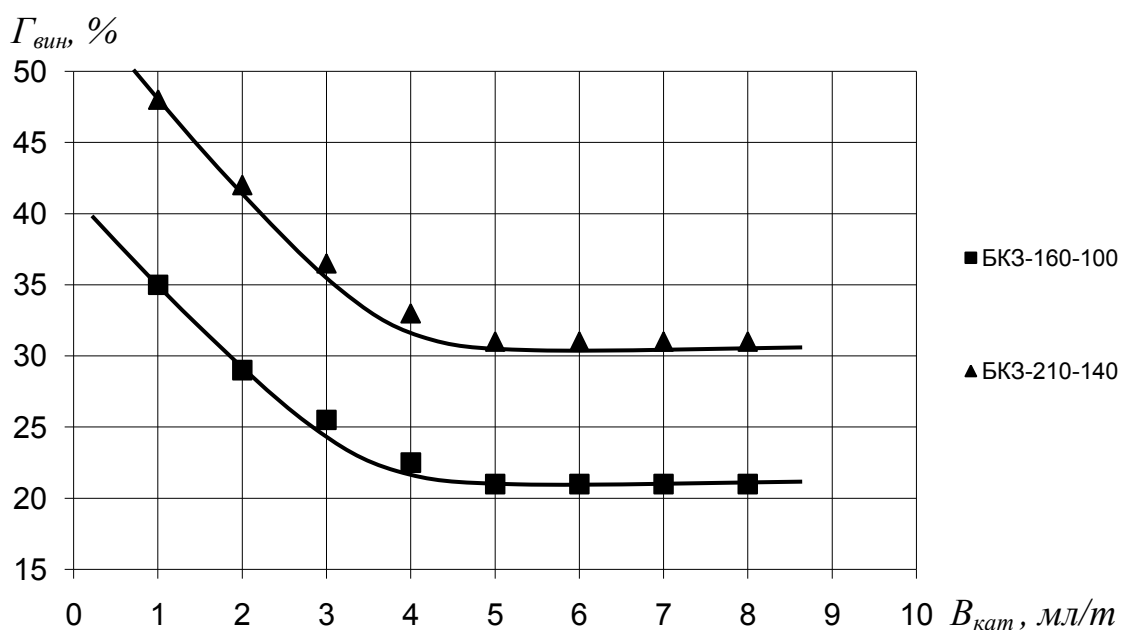


Рисунок 3.5 – Визначення оптимального дозування каталізатору горіння

Розпилений в тракті первинного повітря котла каталізатор разом із вугільним пилом по пилопроводах надходить до пальників. Горіння проходить в дифузійній області, де вирішальну роль для швидкості процесу відіграє дифузія кисню до палива. В результаті нестачі кисню в газовому середовищі навколо частинки пального утворюється відновлювальна зона де  $\text{CO}_2$  відновлюється до  $\text{CO} + \text{O}$ . Каталізатор (М) сприяє розщепленню молекули води  $\text{H}_2\text{O}$  на вільні радикали  $\text{OH}^*$  та  $\text{H}^*$  і йде ланцюгова реакція окислення  $\text{CO}$  до  $\text{CO}_2$  з виділенням додаткової енергії (рис. 3.6). Завдяки такій взаємодії каталізатору з вугільним паливом збільшується швидкість та ступінь його вигорання, тобто факел стає менш розтягнутий по висоті топки, горіння стає більш концентрованим з підвищенням значень температури в ядрі факелу.

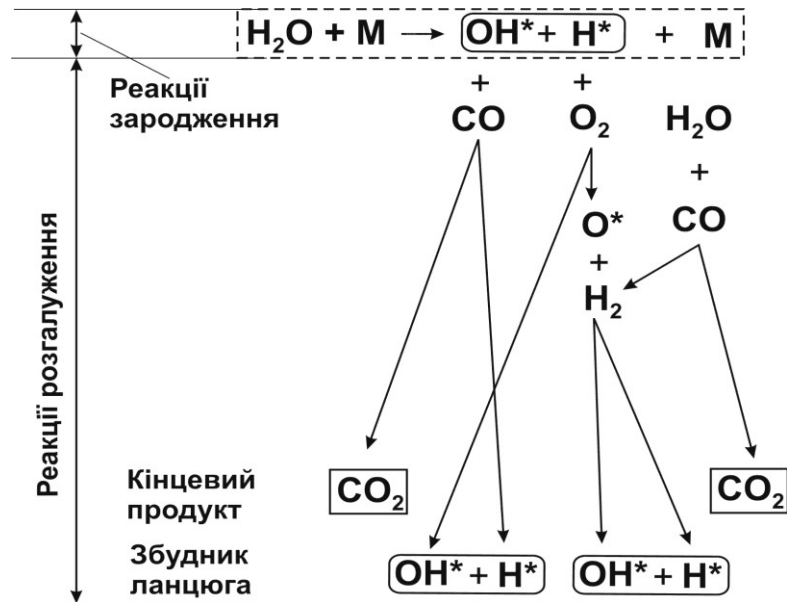


Рисунок 3.6 – Схема ланцюгової реакції горіння оксиду вуглецю

Подача каталізатору корегувалась відповідно до витрати живильної води (або витрати перегрітої пари) та вугільного палива на котел. Витратна характеристика дозування каталізатора на різних досліджуваних пиловугільних котлах, яку можна застосовувати для будь яких значень витрати, наприклад, антрацитового чи пісного вугілля наведена на рис. 3.7.

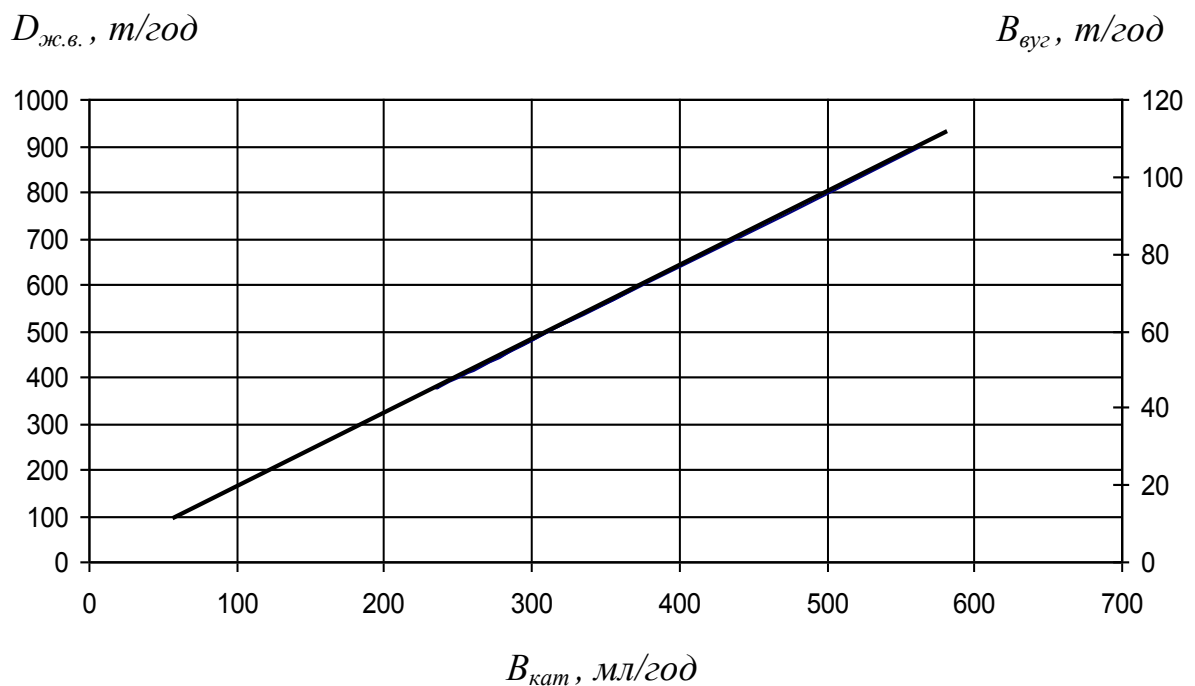


Рисунок 3.7 – Витратна характеристика дозування каталізатора на різних навантаженнях пиловугільних котлів при спалюванні АШ

### 3.3 Результати дослідження впливу характеристик палива та режимних факторів на роботу котлів та зміну механічного недопалу

Питання інтенсифікації теплообміну в котельних установках нерозривно пов'язане з вивченням організації процесу горіння в камерних топках з використанням проектного та непроектного вугілля. Даний пункт дисертаційної роботи присвячений опису експериментальних досліджень по визначенні впливу спалювання низькосортного вугілля на економічність роботи парових енергетичних котлів з рідким шлаковидаленням.

Оскільки найдовший час експериментальні дослідження проводились автором на Трипільській ТЕС, то й більшість результатів отримані на котлах ТПП-210А. Вони будуть вважатись базовими та порівнюватись з результатами, отриманими на інших котлах, де проводились менш тривалі випробування.

Важливе місце в зазначених дослідження займає проблема, присвячена вивченню впливу конструктивних особливостей камерних топкок з факельним спалюванням АШ на процес горіння, інтенсифікацію теплообміну, зниження втрат тепла з механічним недопалом  $q_4$  (горючих в золі виносу  $G_{вин}$ ) та утворення шкідливих викидів при спалюванні НТП.

Камерне спалювання низькорекційного кам'яного вугілля типу АШ супроводжується значним механічним недопалом, що знижує економічність роботи котельних установок [100]. Тому в травні 2012 року ПрАТ «Техенерго» проводило спеціалізовані дослідження по визначенні впливу режимних факторів роботи на вміст горючих в золі виносу на котлі ТПП-210А ст. №2 ТпТЕС. Також в даному пункті наведені й інші залежності з масиву даних отриманих під час балансових випробувань, проведених на вищеописаних котлах, для яких автор окремо розраховував вплив режимних (технологічних) факторів та якості твердого палива на величину теплових втрат з механічним недопалом.

Слід зауважити, що з метою підвищення достовірності результатів дослідів усі значення механічного недопалу, що представлені графічно та наведені в таблицях розраховані для однакових умов спалювання пиловугільного палива.

Для реальних експлуатаційних нестаціонарних режимів роботи котлів проведено ряд дослідів, в яких визначався вплив динаміки перехідних процесів та характеристик твердого палива на вміст  $G_{вин}$  стосовно таких факторів:

- тривалості та кількості спалювання природного газу;
- зміни теплового навантаження котла;
- зміни режимних показників роботи котельного устаткування;
- тинини помелу та теплотехнічних характеристик НТП.

Протягом тривалого часу експлуатації котельних агрегатів ТПП-210А спостерігались різні випадки з необхідністю спалювання високореакційного палива – природного газу (мазуту), деякі з них описувались в попередніх розділах. В перші роки експлуатації (в літній період часу) котли повністю переводилися на резервне паливо – природний газ (мазут). Такі маніпуляції також проводяться з метою накопичення запасів вугілля перед зимовим сезоном. При цьому природний газ спалюється, як правило, при нічному розвантаженні енергосистеми та у вихідні дні. Тому актуальним постає питання дослідження попереминого та спільного спалювання АШ та природного газу.

Вплив інтенсивності підсвічування пиловугільного факелу природним газом (кількості працюючих газових пальників) на повноту згоряння АШ за результатами проведених експериментальних досліджень наведено на рисунку 3.8.

Експериментальні дослідження проводились при роботі котла на 6-ти пиловугільних пальниках та витраті природного газу на «підсвічування»  $3700 \text{ м}^3/\text{год}$  на кожен корпус тобто, за умови рівномірного розподілу, по  $\sim 615 \text{ м}^3/\text{год}$  на кожен пальник. Через 2 години фіксації початкового режиму поступово було припинено подачу природного газу на 2 пальники, тобто «підсвічування» факелу забезпечувалось 4-ма кутовими пальниками з 6-ти можливих. Закриття витрати газу ще на 2-ох пальниках, тобто «підсвічування» пиловугільного факелу лише 2-ма пальниками на корпус спричинило зростання горючих в золі виносу ( $G_{вин}$ ), тому такі досліди були економічно недоцільними та в подальшому не проводились.

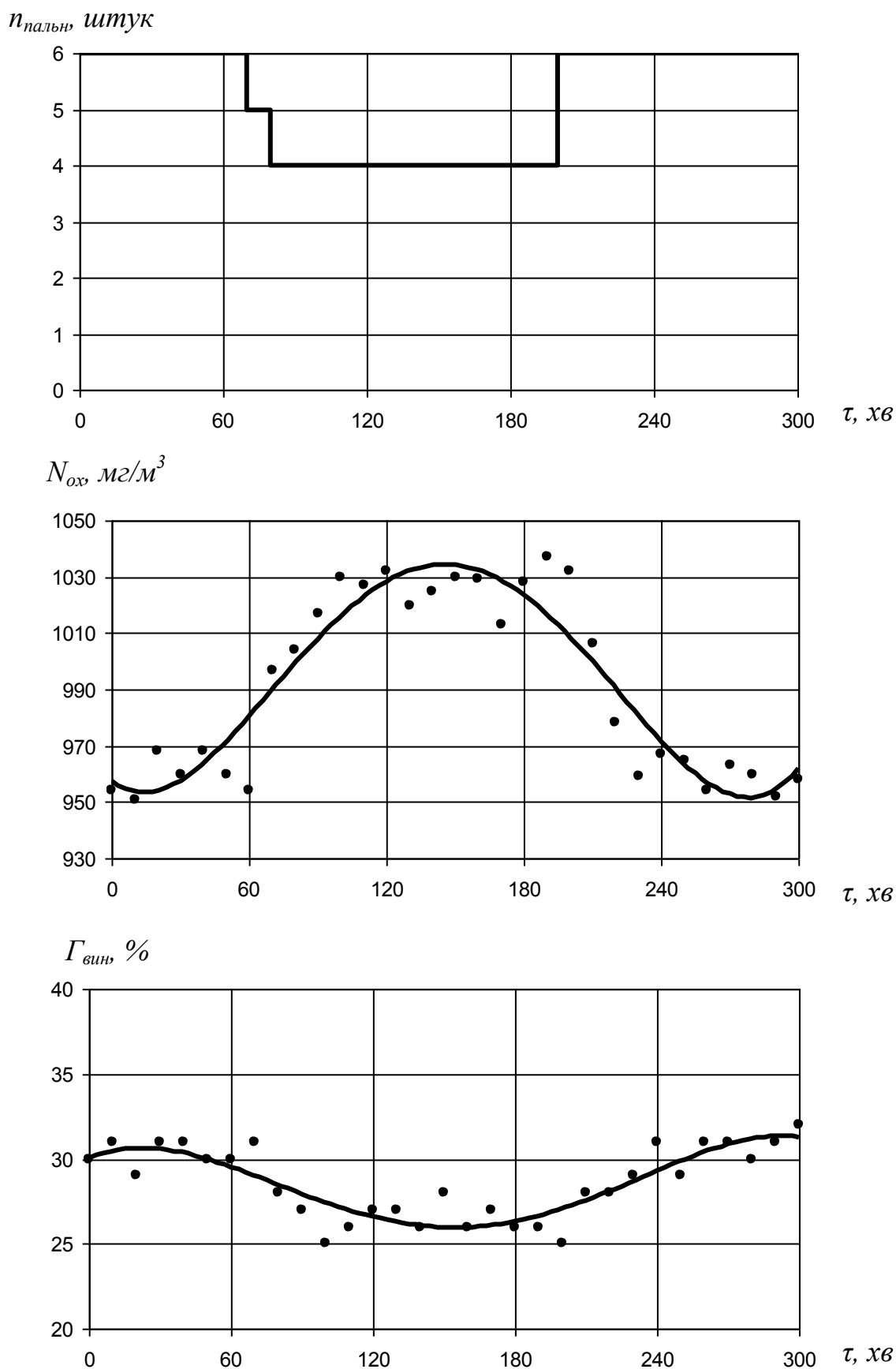
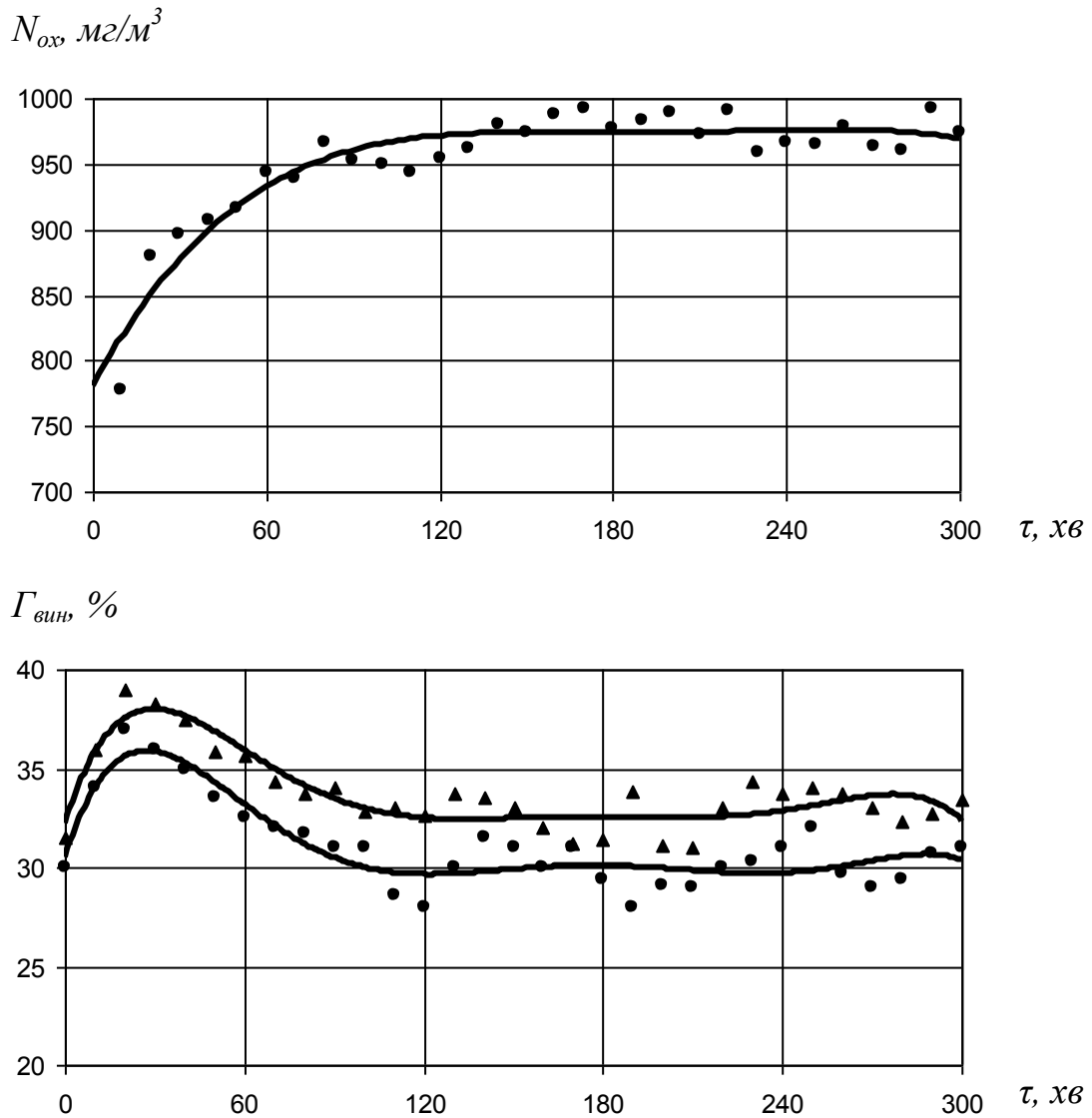


Рисунок 3.8 – Залежність  $\Gamma_{вин}$  та  $NO_x$  від інтенсивності підсвічування пиловугільного факелу ( $n_{пальн}$ ) природним газом

Під час випробувань також проводились дослід з метою визначення зміни механічного недопалу в перехідних режимах спалювання АШ після 5-ти та 15-ти годинної тривалості роботи котлів на природному газі ( $\tau_2$ ) в час вечірнього мінімуму електричного навантаження. Результати обробки експериментальних замірів вмісту  $\Gamma_{вин}$  та оксидів азоту  $NO_x$ , в залежності від тривалості досліді  $\tau$  від початку переведення котла на вугільний пил зображено на рисунку 3.9.



● - тривалість нічного спалювання природного газу 5 год; ▲ - тривалість нічного спалювання природного газу 15 год

Рисунок 3.9 – Залежність  $\Gamma_{вин}$  та  $NO_x$  від тривалості нічного спалювання природного газу ( $\tau_2$ )

За динамікою зміни вмісту  $\Gamma_{вин}$  та оксидів азоту  $NO_x$  наведені перехідні режими спалювання АШ нагадують післяпускові режими з короткочасним простоюванням котла 4-6 год. Для кожного дослідів автором визначено такі показники нестационарності, як тривалість перехідного режиму ( $\tau_n$ ) та зміну горючих в золі виносу ( $\Delta\Gamma_{вин}$ ).

Після короткочасного спалювання природного газу ( $\tau_e < 5$  год) тривалість перехідного режиму ( $\tau_n$ ) при спалюванні АШ приблизно відповідає тривалості після нічного спалювання природного газу при ( $\tau_e < 15$  год).

Зміна значення горючих в золі ( $\Delta\Gamma_{вин}$ ) у перевірених режимах дещо різниться. Не виявлено досить чіткої залежності зміни вмісту  $\Gamma_{вин}$  від тривалості спалювання природного газу ( $\tau_e$ ), – усі значення амплітуди миттєвого зростання  $\Delta\Gamma_{вин}$  після переведення котла на спалювання вугільного пилу АШ склали 6-8%, тоді як різниця вмісту  $\Delta\Gamma_{вин}$  після стабілізації режиму в дослідів при ( $\tau_e < 5$  год) та ( $\tau_e < 15$  год) становила в середньому 2%, з вищими значеннями при ( $\tau_e < 15$  год). Отже, з усього наведеного вище можна зробити висновок про те, що збільшення тривалості спалювання природного газу ( $\tau_e$ ) після переведення котла на спалювання вугільного пилу АШ призводить до збільшення горючих в золі виносу  $\Gamma_{вин}$ , тим самим, згідно формул (2.28 та 2.29), негативно впливаючи на економічність роботи котельної установки.

Котельні установки ТЕС та ТЕЦ працюють за добовим графіком енергосистеми в якому, як правило, передбачено щоденне проходження нічного мінімуму та двох денних максимумів, що в середньому відповідає 4-5 запланованим змінам теплового навантаження котла, тобто річна кількість зміни навантажень може перевищувати 1000 разів. Крім того експлуатація котельного устаткування завжди супроводжується незапланованими змінами теплового навантаження, що виникають через негативний вплив технологічних та режимних факторів (аварійні зупинки допоміжного устаткування, зміна якості палива, флуктуації в єдиній енергосистемі та ін.). Часті зміни теплового навантаження в кінцевому випадку погіршують фактичну економічність роботи котлів, що повинно враховуватись при зведенні теплового балансу.



Для визначення впливу вищеописаних факторів та явищ були проведені експериментальні дослідження при зміні теплового навантаження котлів з максимальним наближенням до реальних експлуатаційних умов. Результати обробки експериментальних замірів вмісту  $\Gamma_{вин}$  та оксидів азоту  $NO_x$  в залежності від тривалості досліду  $\tau$  зображено на рисунках 3.10 та 3.11.

В кожному досліді поетапно проводилися технологічні операції в послідовності, як показано на рис. 3.10, де:  $\tau_1$  – початковий, стаціонарний режим на максимальному (згідно добового станційного графіка навантажень) навантаженні;  $\tau_2$  – процес зменшення паропродуктивності котла;  $\tau_3$  – режим на зниженому постійному навантаженні;  $\tau_4$  – процес навантаження котла до початкової паропродуктивності;  $\tau_5$  – кінцевий стаціонарний режим на максимальному (початковому) навантаженні.

Графік динамічної зміни вмісту  $\Gamma_{вин}$  також можна поділити на аналогічні етапи, які за тривалістю перехідних режимів дещо більші за тривалість технологічних операцій (лінія тренду на рис. 3.10, етапи  $\tau_1$ - $\tau_5$ ). Пояснюється це великою інерційністю перехідних процесів в потужних котельних агрегатах. В результаті проведених експериментів також вдалось встановити, що час, необхідний для стабілізації значення  $\Gamma_{вин}$ , після досягнення котлом постійного навантаження ( $D_k = const$ ) становить  $\tau_{D(satb)} \sim 0,5 \text{ год}$ .

У перевірених режимах при зміні паропродуктивності котла від початковій максимальної до мінімальної ( $\Delta D_k = 80\text{-}100 \text{ м/год}$ ) якість режиму горіння в топці стабільно погіршувалася, а зміна вмісту горючих в золі виносу  $\Delta \Gamma_{вин}$  знаходилася майже на постійному рівні при середньому значенні  $\sim 0,6\text{-}0,8\%$  при зменшенні паропродуктивності на кожні  $10 \text{ м/год}$  від початкової величини. При зростанні навантаження процеси відбувались в зворотному порядку.

Умовами визначення показників нестационарності прийнято, що тривалість перехідного процесу навантаження чи розвантаження є сума двох складових – тривалості технологічної операції для зміни навантаження котла та тривалості перехідного процесу із повним завершенням стабілізації режимних параметрів при сталій паропродуктивності  $D_k = const$ .

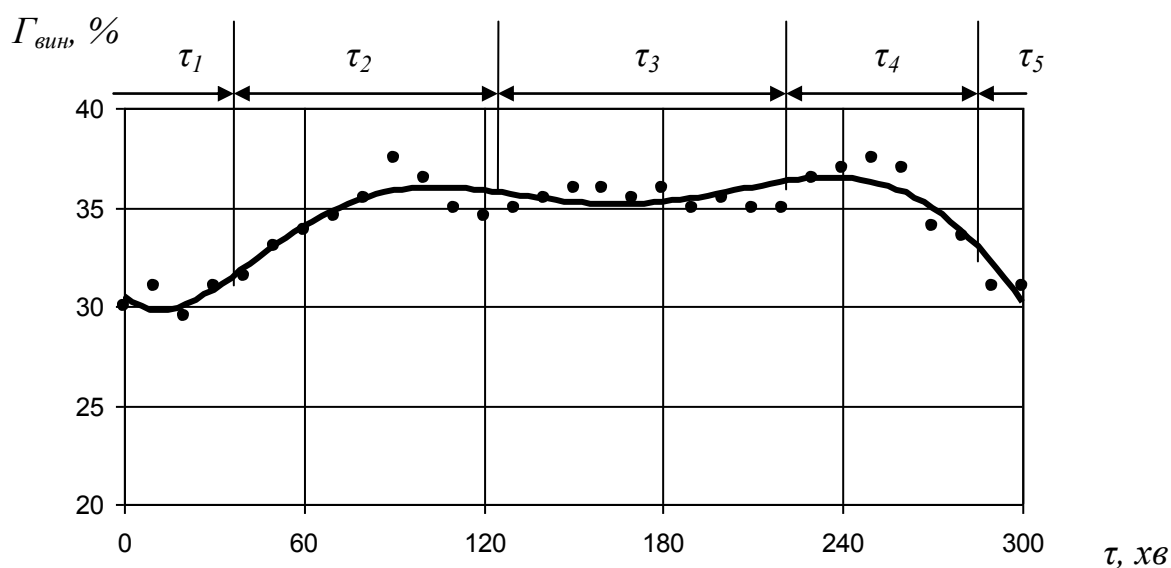
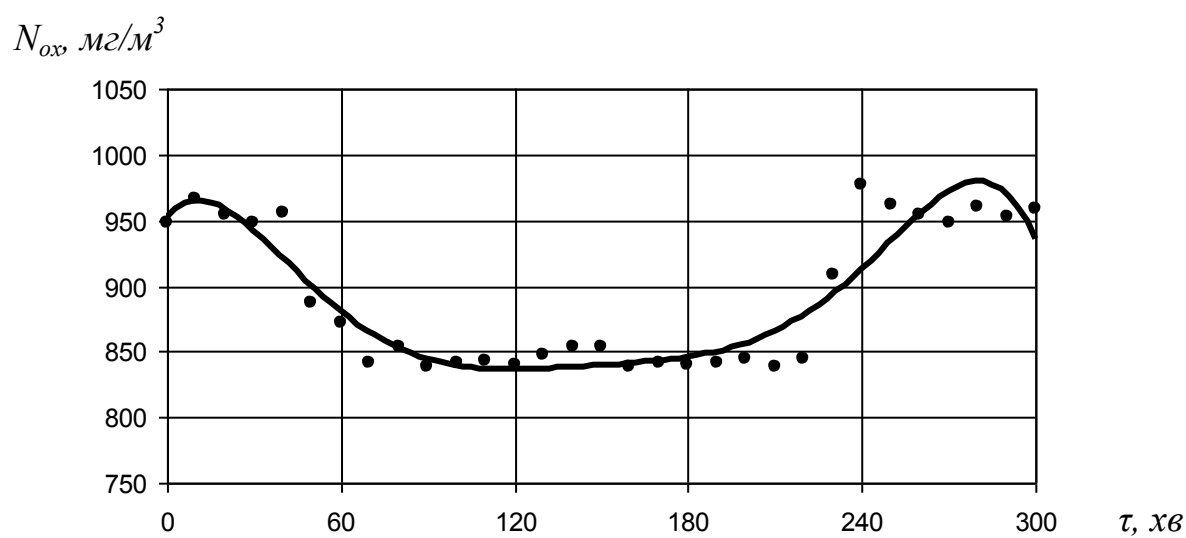
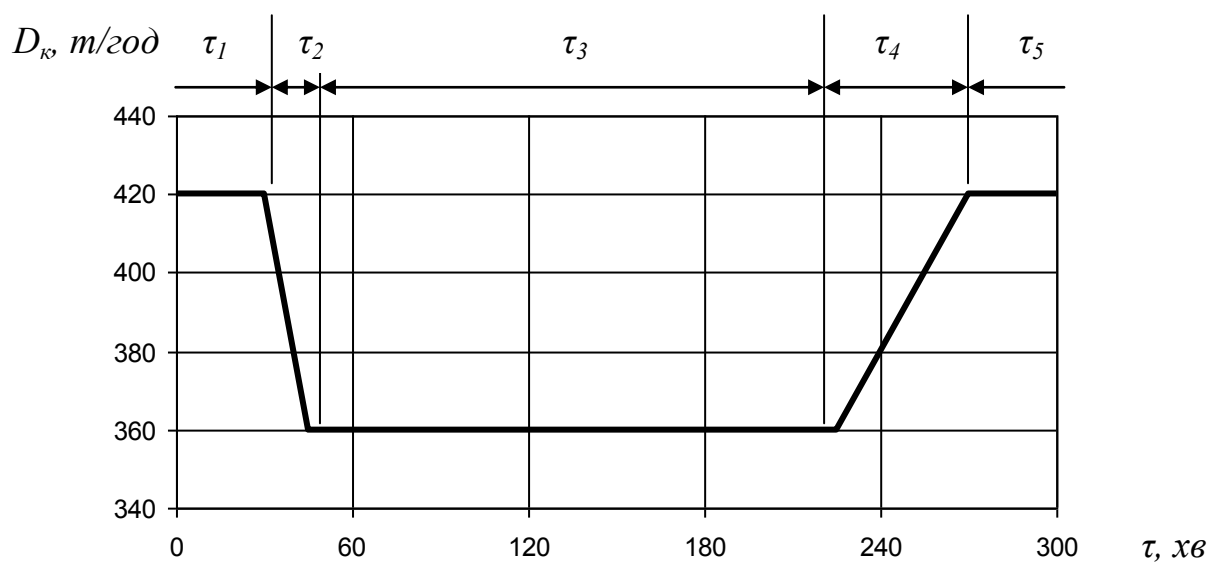


Рисунок 3.10 – Залежність  $\Gamma_{вин}$  та  $NO_x$  від швидкості провалу навантаження

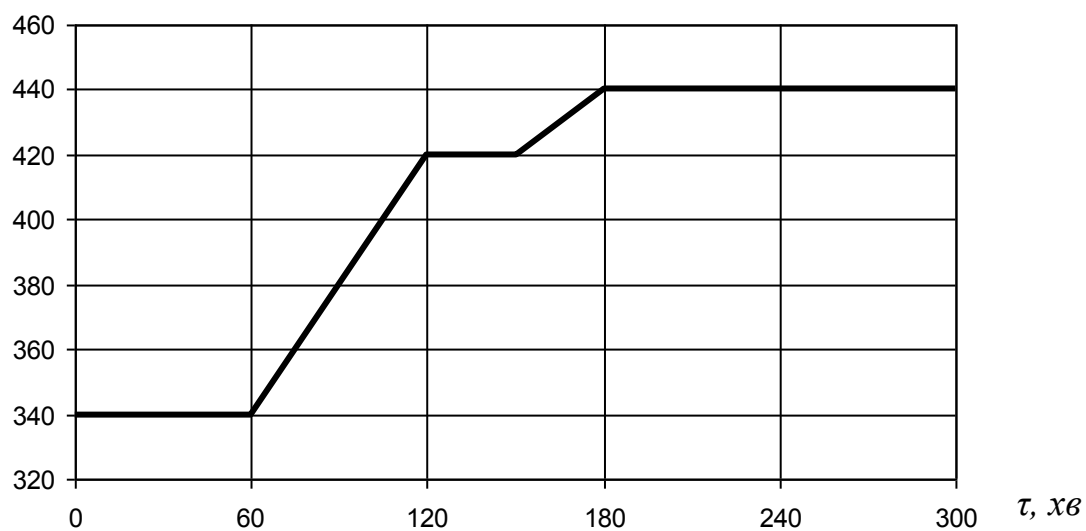
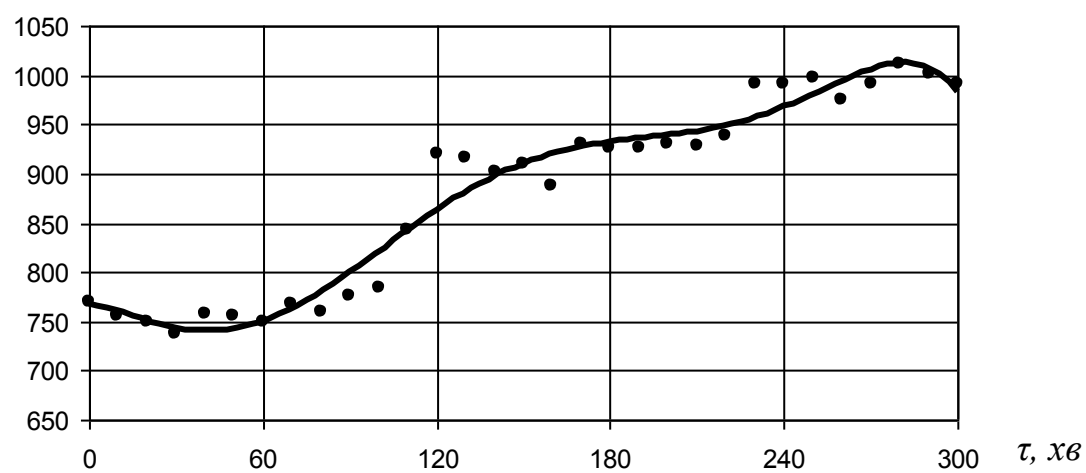
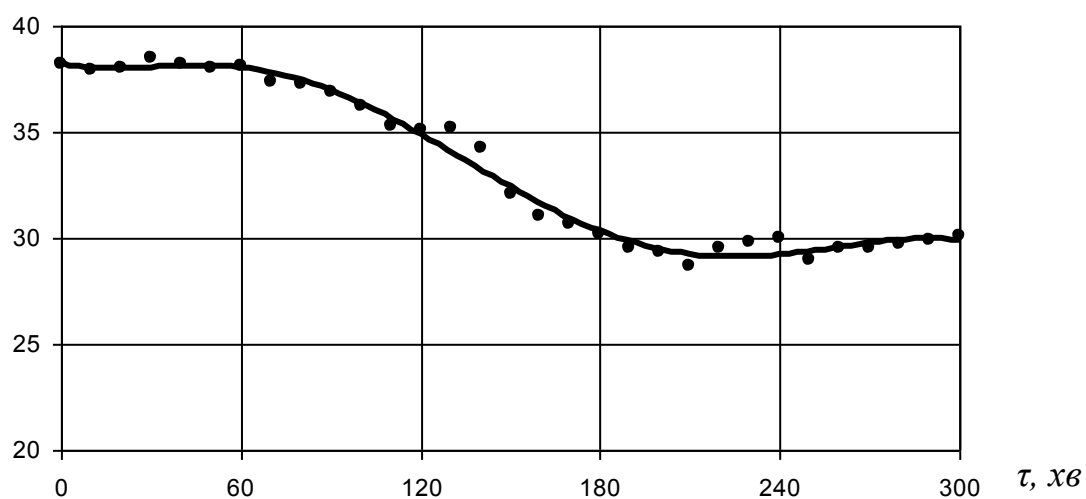
$D_k, \text{ m/год}$ 

 $N_{ox}, \text{ mg/m}^3$ 

 $\Gamma_{вин}, \%$ 


Рисунок 3.11 – Залежність  $\Gamma_{вин}$  та  $NO_X$  від тривалості набору навантаження

В проведених дослідях по зміні навантаження котла мали місце такі показники нестационарності режиму: загальна тривалість перехідного режиму  $\tau_{n(zac)}=1,5-2,0 \text{ год}$ ; середня тривалість технологічної операції при зміні навантаження  $\tau_{D(var)}=0,25-1,0 \text{ год}$ ; середня тривалість перехідного процесу від моменту початку зміни паропродуктивності до повної стабілізації значення  $\Gamma_{вин}$  при постійному навантаженні котла ( $D_k=const$ )  $\tau_{D(const)}=1,0-1,5 \text{ год}$ .

Наведені дані по всіх дослідях свідчать про те, що повна загальна тривалість перехідних процесів та їх складових при змінах теплового навантаження корпусу є майже однаковою (як при збільшенні так і при зменшенні величини паропродуктивності), а її значення, як правило, не перевищують  $\sim 2 \text{ год}$ . Також слід зазначити, що ступінь інтенсивності зміни навантаження суттєво впливає на загальну тривалість та конфігурацію динаміки перехідного процесу, тоді, як час, необхідний для стабілізації значення  $\Gamma_{вин}$ , після досягнення котлом постійної паропродуктивності ( $D_k=const$ ) суттєво не залежить від зміни теплового навантаження (як при збільшенні так і при зменшенні величини паропродуктивності).

При відносно швидких технологічних операціях по зміні навантаження при  $\tau_{D(var)} \leq 0,5 \text{ год}$  спостерігалися різкі сплески вмісту  $\Gamma_{вин}$  до максимальних значень та зменшення загальної тривалості перехідного процесу. При відносно повільній технологічній зміні навантаження корпусу  $\tau_{D(var)} \geq 0,5 \text{ год}$  спостерігалась відсутність сплесків вмісту  $\Gamma_{вин}$  та збільшення загальної тривалості перехідного процесу, що можна спостерігати на рис. 3.11.

Тривалість перехідних процесів при досягненні постійного навантаження ( $D_k=const$ ) не залежала від інтенсивності зміни теплового навантаження та в основних дослідях, як правило, знаходилась на постійному рівні.

Відомо, що шлакове покриття екранів передтопки відіграє значну роль в динаміці перехідних процесів при спалюванні АШ [47, 74]. Експериментальні дослідження показали, що при зміні теплового навантаження котла ТПП-2І0А процеси регенерації структури шлакового шару відбуваються протягом 1-2 год, що було підтверджено вищенаведеними результатами дослідів.

Під час експериментальних випробувань також проводились дослід з визначення впливу на характер процесу горіння в топці наступних режимних (технологічних) факторів та теплотехнічних характеристик твердого палива:

- теплового перевантаження котла;
- якості твердого палива і тонини помелу вугільного пилю;
- витрати первинного та вторинного повітря;
- скидання в передтопку відпрацьованого сушильного агенту;
- режимів пуску та зупинки пилосистем.

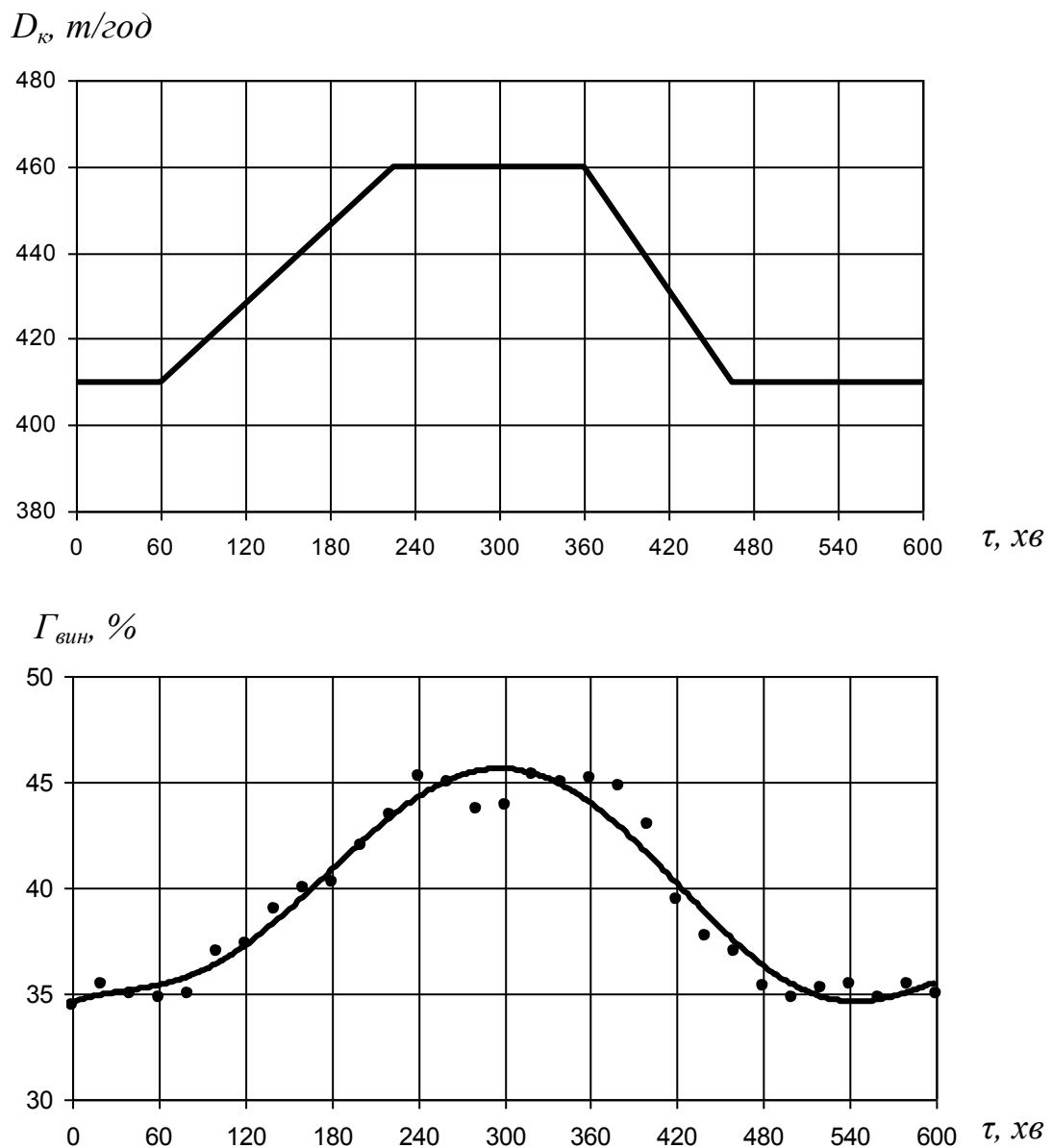


Рисунок 3.12 – Зміна паропродуктивності корпусу  $D_k$  та вмісту горючих  $\Gamma_{vin}$  в часі при постійній витраті вторинного повітря

Зміна паропроодуктивності одного корпусу котла від 410 до 460  $t/год$  при відсутності нестачі повітря практично не вплинула на якість процесу горіння АШ, що підтверджується незначним збільшенням вмісту  $\Delta\Gamma_{вин}$  склало  $\sim 1\%$ .

Протягом наступного дослід, при поступовому збільшенні теплового навантаження корпусу від 410 до 460  $t/год$  та дефіциті повітря (витрата вторинного повітря залишалась незмінною) відбувалось значне підвищення вмісту  $\Gamma_{вин}$  від 35% до 45%. Тоді, як при наступному відносно швидкому зниженні паропроодуктивності до початкового значення вміст  $\Gamma_{вин}$  знову зменшився та стабілізувався на рівні  $\sim 35\%$ , що й відображено на рисунку 3.12.

На підставі великого масиву отриманих даних експериментальних досліджень на 3-ох при спалюванні АШ побудовані залежності вмісту  $\Gamma_{вин}$  від зольності на суху масу палива, які наведені на рисунку 3.13 та можуть використовуватись для визначення очікуваного вмісту  $\Gamma_{вин}$  внаслідок зміни теплотехнічних характеристик вугілля. При чому головною причиною зміни вмісту горючих складових в золі виносу  $\Gamma_{вин}$  антрациту слід вважати саме зміну вмісту зольності в масі палива. Для виключення похибки впливу різниці вологості на робочий стан палива графіки побудовані саме для значень зольності на суху масу АШ  $A^d$  з перерахунком зольності на робочий стан палива  $A^r$  за формулою  $A^d = A^r \cdot 100 / (100 - W^r)$ .

Пояснюється це тим, що зниження зольності на суху масу, за інших незмінних значень теплотехнічних характеристик, призводить до пропорційного збільшення вуглецю на суху масу палива. Зменшення зольності та збільшення вуглецю в сухій масі твердого палива, за стаціонарного режиму в топці, веде до зменшення маси негорючих та відповідного збільшення маси горючих елементів на одиницю маси золи виносу, утвореної при тій самій кількості спаленого вугілля. Крім того частинки вугільного пилу перебувають в топці у завислому стані, а їх спільне злипання практично відсутнє [92]. Всі перераховані вище фактори і є причиною зростання вмісту горючих в золі виносу при зменшенні зольності хоча при цьому знижуються втрати тепла через механічний недопал  $q_4$ .

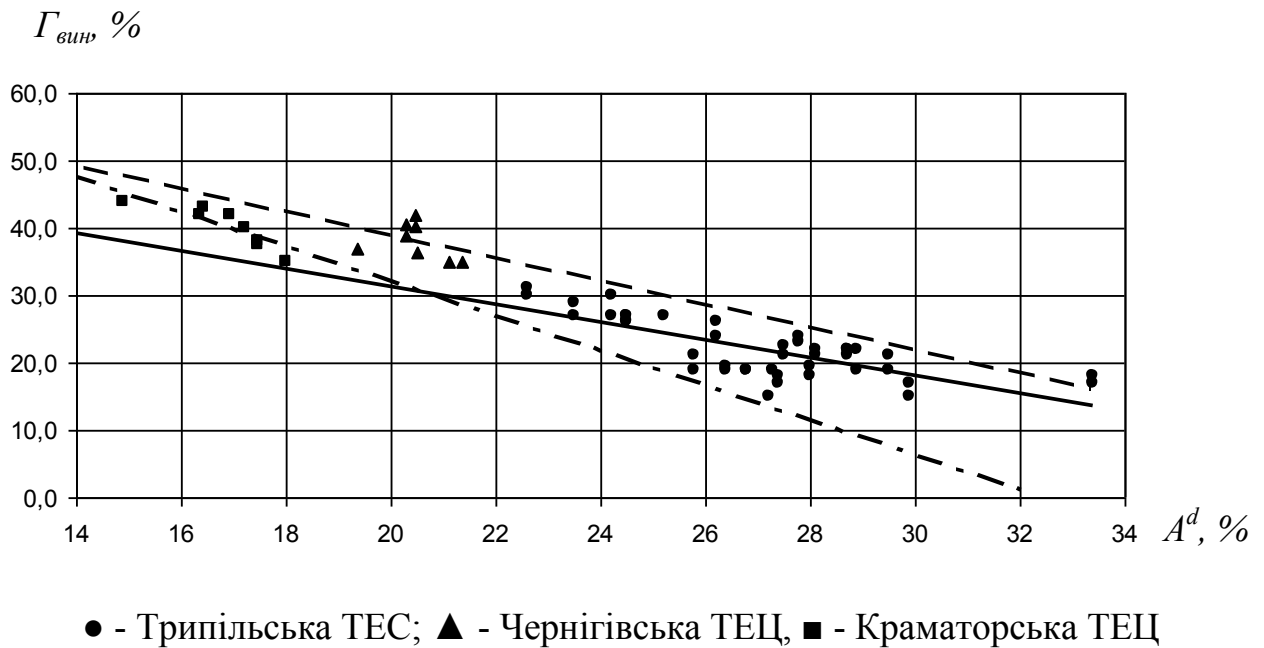


Рисунок 3.13 – Залежність  $\Gamma_{вин}$  від зольності АШ на суху масу  $A^d$

На наведеному графіку можна спостерігати різний кут нахилу кривих залежностей зміни  $\Gamma_{вин}$  від  $A^d$ . Першою причиною в поясненні даного явища є дослідження процесу горіння АШ з різних вуглевидобувних басейнів та з різними теплотехнічними характеристиками. Особливо помітними є різні діапазони коливання зольності з найменшими значеннями при експериментальних випробуваннях на Краматорській ТЕС (~15-18%) та найбільшими на Трипільській ТЕС (~23-34%). Другою причиною є різне теплове напруження топок вищенаведених котлів, що також суттєво впливає на економічність режиму спалювання АШ та процесів утворення механічного недопалу. Проаналізувавши дані залежності, можна зробити висновок про те, що зростання зольності сухої маси антрациту  $\Delta A^d$  на 1% призводить до зростання вмісту горючих в золі виносу при камерному спалюванні в топках з рідким шлаковидаленням близько  $\Delta \Gamma_{вин}$  2%.

Дані залежності також можна використовувати в експлуатації для оперативного прогнозування очікуваного вмісту горючих в золі виносу, або ж при обрахунках за формулою (2.29) значення втрати тепла з механічним недопалом при надходженні на електростанцію НТП зі змінною якістю.

Важливим фактором роботи котельного агрегату також є те, що екрани топки в зоні активного горіння вугільного пилу АШ згідно проекту покривають вогнетривкою футерівкою, на поверхні якої утворюється нестійкий шар шлакового гарнісажу [100, 101].

Товщина шлакового шару саморегулюється в залежності від густини падаючого теплового потоку (температури факелу), яка визначається, в основному, калорійністю палива та масовою кількістю, плавкістю та в'язкістю золи, тобто напряду залежить від зольності вугільного пилу АШ.

При тривалій роботі котельного агрегату футерівка швидко руйнується та облітає з поверхні ошипованих екранів топки [100, 101], а необхідні функції запального поясу камери згоряння виконує шлаковий гарнісаж, який на відміну від футерівки дуже чутливий до зміни теплового навантаження та якості пиловугільного АШ.

При проведенні експериментів автором було встановлено, що при спалюванні висококалорійного та малозольного АШ ( $Q_i' \geq \sim 5500$  ккал/кг ( $23,03$  МДж/кг), та  $A' \leq \sim 18\%$ ) відбувається інтенсивне сплавлення шлакового покриття без подальшого його відновлення. При цьому помітно зростає теплосприйняття непокритих футерівкою та шлаковим гарнісажем екранних труб камери згоряння, що зменшує температуру факела у пристінних зонах та призводить до флуктуацій і, як наслідок, погіршення економічності процесу горіння в камерних топках. Також спостерігається поява пульсацій та загасання факелу, сепарація вугільного пилу на шлаковий комод та стінки топки, збільшуються втрати тепла з механічним недопалом, погіршується (аж до повного припинення) режим рідкого шлаковидалення.

Вплив зольності на механічний недопал стає значним при спалюванні низькокалорійного та високозольного АШ ( $Q_i' \leq \sim 4500$  ккал/кг ( $18,84$  МДж/кг),  $A' \geq \sim 30\%$ ), коли збільшення баласту вугілля починає помітно знижувати температуру в топці, а низьке тепловиділення в ній не забезпечує необхідну густину теплового потоку та відповідну температуру факелу, що негативно впливає на стабільність та якість процесу горіння та вихід рідкого шлаку.



В обох випадках для стабілізації процесу горіння в топці необхідна додаткова витрата високореакційного палива на підсвічування пиловугільного факелу, яка у випадку висококалорійного та малозольного антрациту значно перевищує нормативні значення (рис. 2.15) з наближенням її величини до витрати природного газу (мазуту) на підсвічування при спалюванні низькокалорійного та високозольного АШ. Саме тому найоптимальнішим для нормального режиму роботи топки та мінімізації витрати природного газу (мазуту) на підсвічування пиловугільного факелу є спалювання АШ з калорійністю і зольністю на робочий стан палива, що є близькими до проектних значень, а саме:  $Q_i^r \sim 5000-5500$  ккал/кг (20,93-23,03 МДж/кг),  $A^r \sim 20-25\%$ .

Також слід зазначити, що на більшості потужних електростанцій відсутня можливість подачі до котлів вугілля зі стабільними теплотехнічними характеристиками [3, 13]. Приклади типової для ТЕС зміни складу та якості АШ за відносно короткі добові проміжки часу вже наводились в таблиці 1.9.

Неконтрольована подача різноякісного вугілля постійно створює значні труднощі в організації режиму горіння в топці та змушує оперативний персонал забезпечувати надійну роботу котлів шляхом збільшення витрати природного газу (мазуту) на підсвічування пиловугільного факелу, яка визначається ймовірним спалюванням АШ найгіршої якості.

Саме тому при існуючій системі паливостачання актуальним є питання впровадження в експлуатацію замість підсвічування факелу високореакційним паливом методу безперервної подачі в тракт первинного повітря каталізатору горіння (ДКГ-метод), що дозволить персоналу суттєво зменшити витрату дорогого природного газу (мазуту) на підсвічування, стабілізує процес горіння в топці та покращить режим рідкого шлаковидалення. Все це може позитивно позначитись на рівні надійності та економічності котельного устаткування.

Важливим також є вивчення явища впливу тонини помолу вугільного пилу  $R_{90}$  (залишку фракції пилу на ситі розміром вічок 90 мкм) на якість та надійність режиму горіння в топці [71]. Такі дослідження проводились автором для трьох типів котлів при спалюванні АШ (рис. 3.14).

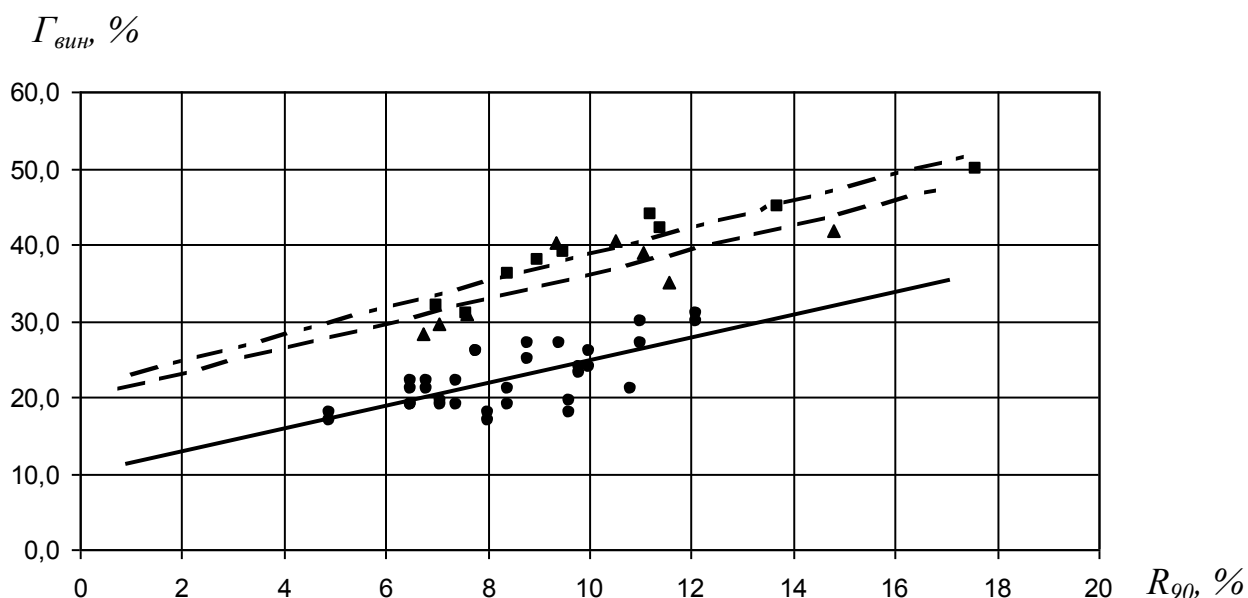
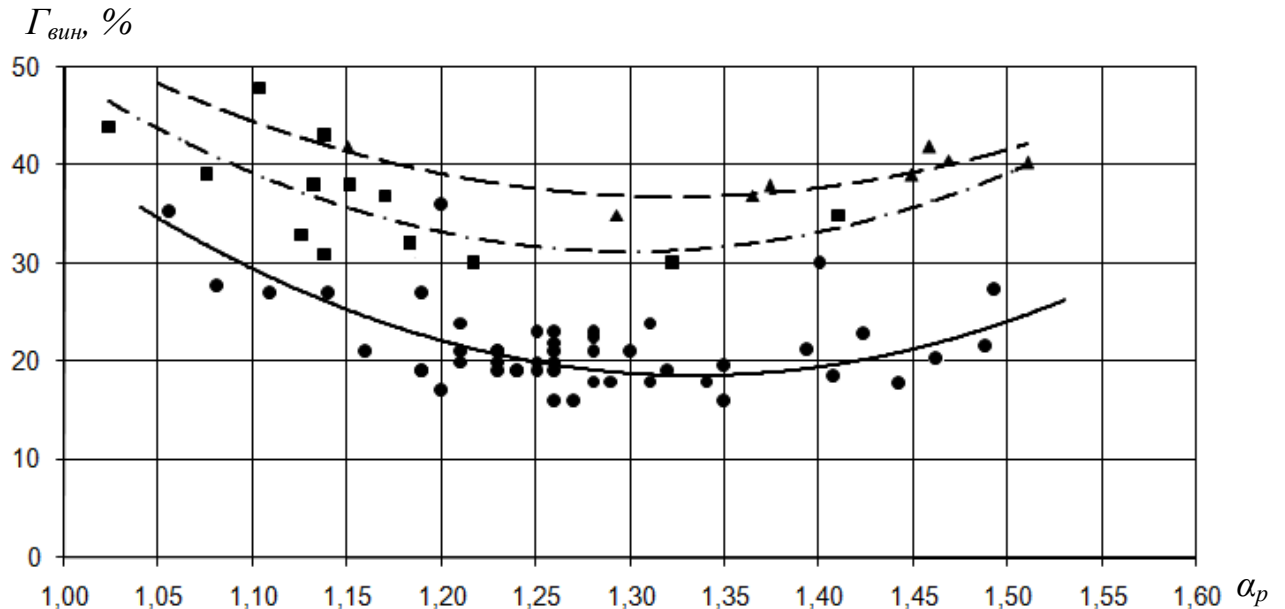


Рисунок 3.14 – Залежність  $G_{вин}$  від тонини помелу АШ  $R_{90}$

На наведеному графіку можна бачити майже паралельне розташування кривих зміни  $G_{вин}$  від  $R_{90}$ , проте накладання чи близького їх розташування не спостерігається. Причиною таких розбіжностей, як і у випадку  $G_{вин}$  від  $A^d$  можна вважати надходження АШ з різних вуглевидобувних басейнів та його спалювання в топках з різним тепловим напруженням. Особливо помітним є відхилення зі зміщенням вниз кривої залежності по Трипільській ТЕС, що в середньому складає  $\sim (10\%)$ . Причиною цього є встановлені на котлах ТПП-210А вихрові завитково-лопатеві пальники тепловою потужністю  $70\text{ MWt}$  з одностороннім зустрічним розташуванням. Таке рішення дозволило раціонально розмістити сопла для подачі сушильного агента в топку над кожним пальником на відмітці  $13,3\text{ м}$  з нахилом сопел вниз до ядра факелу приблизно на  $30^\circ$ , що також суттєво впливає на економічність режиму горіння та процесів утворення механічного недопалу.

Експериментальні дослідження показали, що середнє зростання тонини помелу антрациту  $\Delta R_{90}$  на  $1\%$  призводить до зростання вмісту горючих в золі виносу при в топках з рідким шлаковидаленням близько  $\Delta G_{вин} 1,6\text{-}1,8\%$ .

На рисунку 3.15 показано, як впливає зміна режимного надлишку повітря ( $\alpha_p$ ) на повноту згоряння АШ для трьох типів котлів з камерним спалюванням та рідким шлаковидаленням.



● - Трипільська ТЕС; ▲ - Чернігівська ТЕЦ, ■ - Краматорська ТЕЦ

Рисунок 3.15 – Залежність  $\Gamma_{вин}$  від надлишку повітря  $\alpha_p$

На наведеному графіку можна бачити подібну форму кривих зміни  $\Gamma_{вин}$  від  $\alpha_p$ , проте накладання чи близького їх розташування не спостерігається. Причиною таких розбіжностей, як і у попередніх випадках можна вважати надходження АШ з різних вуглевидобувних басейнів, його спалювання в топках з різним тепловим напруженням та різним типом пальників.

Також слід відзначити, що кожна крива складається з трьох спільних зон (послідовність розташування на графіку та подальшого опису зліва на право), які розташовані по довжині кривих послідовно та для різних котлів знаходяться в різних діапазонах значень  $\Gamma_{вин}$  та  $\alpha_p$ .

Першою є зона зменшення значення ( $\Gamma_{вин} \downarrow$ ) при зростанні величини ( $\alpha_p \uparrow$ ). Пояснюється це тим, що нестача повітря призводить до зменшення концентрації окисника на поверхні реагування твердої пиловугільної частинки.

Це означає, що окисника не вистачає в достатній кількості і умови його підведення істотно впливають на інтенсивність процесу горіння та збільшення механічного недопалу.

Другою є зона відносно стабільного ( $G_{вин} \approx \text{const}$ ) при величині ( $\alpha_p \approx 1,25 \div 1,35$ ). Це означає, що окисник є в достатній мірі та процес горіння відбувається за найменш можливого механічного недопалу. Такий режим горіння можна вважати найбільш оптимальним та економічно доцільним.

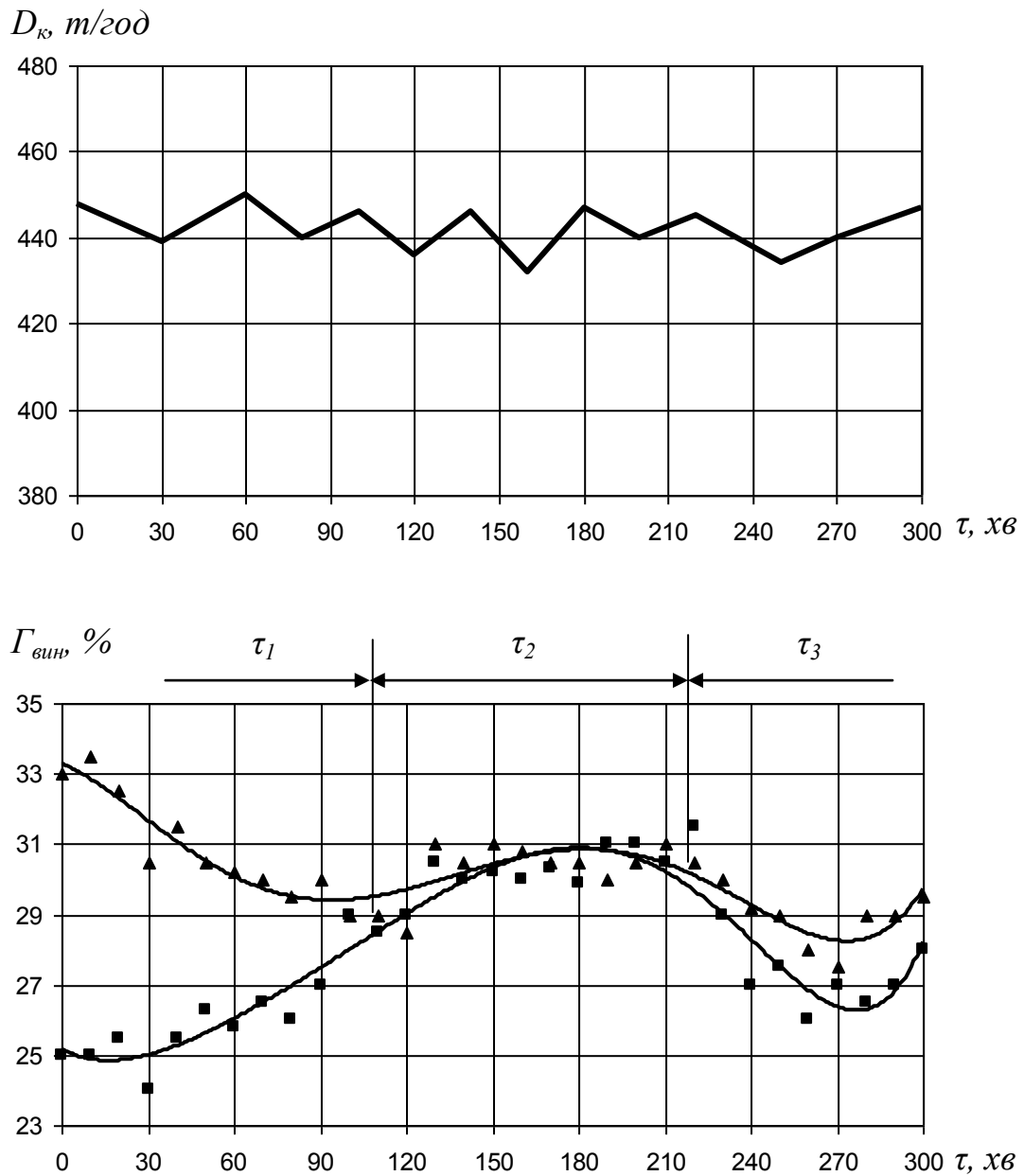
При подальшому зростанні величини ( $\alpha_p \uparrow$ ) більше ніж її оптимальне значення має місце третя зона, де відбувається збільшення значення ( $G_{вин} \uparrow$ ). Пояснюється це тим, що в цій зоні повітря перебуває у надлишку, тобто його концентрація є більшою, ніж потрібно для стійкого та повного режиму горіння АШ. Збільшення горючих в золі виносу спричинене охолодженням пиловугільного факелу надлишком вторинного повітря, що знижує температуру в топці та негативно впливає на режим рідкого шлаковидалення.

Експериментальні дослідження показали, що оптимальний надлишок повітря в режимному січенні  $\alpha_{p(ont)}$  для котлів ТПП-210А Трипільської ТЕС знаходиться в межах 1,25-1,35 при значенні горючих в золі виносу  $G_{вин}$  18-19%, для котлів БКЗ-160-100 Краматорської ТЕЦ знаходиться в межах 1,27-1,32 при значенні горючих в золі виносу  $G_{вин}$  31-32%, для котлів БКЗ-210-140 Чернігівської ТЕЦ знаходиться в межах 1,30-1,35 при значенні горючих в золі виносу  $G_{вин}$  36-37%. Середнє ж значення оптимального надлишку повітря для котлів з камерним спалюванням та рідким шлаковидаленням знаходиться в межах 1,29-1,34.

Дані залежності також можна використовувати в експлуатації для оперативного прогнозування очікуваного вмісту горючих в золі виносу  $G_{вин}$ , при визначенні надлишку повітря в режимному січенні  $\alpha_p$  за допомогою штатних станційних киснемірів. Оперуючи такими даними експлуатаційний персонал зможе коректувати співвідношення витрати вугільного пилу та вторинного повітря для дотримання значень  $\alpha_{p(ont)}$ , тим самим зменшуючи втрати тепла з механічним недопалом та покращуючи економічність роботи котлів.

Відомо, що скидання в камеру згоряння котла відпрацьованого в пилосистемі сушильного агенту негативно впливає на стабільність та якість режиму горіння в камерних топках з рідким шлаковидаленням [38].

Під час проведення експериментальних досліджень на котлах ТПП-210А було здійснено перевірку впливу скидання сушильного агенту через скидні сопла в топку на зміну значення  $\Gamma_{вин}$ , що й зображено на рисунку 3.16.



▲ - нитка «А» лівого газоходу, ■ - нитка «Б» правого газоходу

Рисунок 3.16 – Залежність  $\Gamma_{вин}$  від скидання сушильного агенту

На початку та в кінці експерименту при роботі двох пилосистем (на рисунку режими роботи пилосистем на початку та в кінці дослідів позначені  $\tau_1$  та  $\tau_3$  відповідно) спостерігалася значна теплова нерівномірність між лівою та правою частинами передтопки, що й позначилось на кривих вмісту горючих в золі виносу  $\Gamma_{вин}$  по лівому та правому газоходах корпусу котла.

Після фіксації роботи топки зі скиданням сушильного агенту було проведено зупинку живильників сирого вугілля, вихолощування та наступна повна зупинка обох пилосистем (на рисунку режим вимкнення пилосистем позначений  $\tau_2$ ). Протягом періоду відсутності скидання сушильного агенту через скидні сопла відбулась стабілізація режиму горіння АШ в топці, наслідком чого стало вирівнювання концентрації  $\Gamma_{вин}$  по обох газоходах.

За такого режиму зменшення (аж до повного припинення) скидання в передтопку сушильного агенту може викликати перевантаження аераційних пилосистем. Пояснюється це тим, що запилене повітря, через скидні сопла, може вносити в топку до 15-20% дрібнодисперсного вугільного пилу від його загальної кількості, при стабільній витраті твердого палива через аераційні пилосистеми. Перевантаження аеросистем може спричинити зниження температури аеросуміші та пресування пилопроводів вугільним пилом, а також зменшує позитивний вплив на стабільність режиму горіння в топці відключення пилосистем та викликає додаткове зростання вмісту горючих в золі виносу.

За звичайних експлуатаційних умов режим одночасної зупинки всіх пилосистем є нетиповим та короткочасним, проте проведені експериментальні дослідження дали змогу оцінити динаміку негативного впливу скидання сушильного агенту на режим горіння в топці.

В усіх проведених експериментальних дослідженнях, як правило, простежувалась наступна тенденція:

- вміст  $\Gamma_{вин}$  збільшувався після пуску пилосистеми або зупинки млина без відключення млинового вентилятора;
- вміст  $\Gamma_{вин}$  зменшувався при нормальній зупинці пилосистеми.

При проведенні експериментальних досліджень також вивчався вплив режиму вихолощування барабану млина від його завантаження твердим паливом на утворення механічного недопалу, що й зображено на рисунку 3 17.

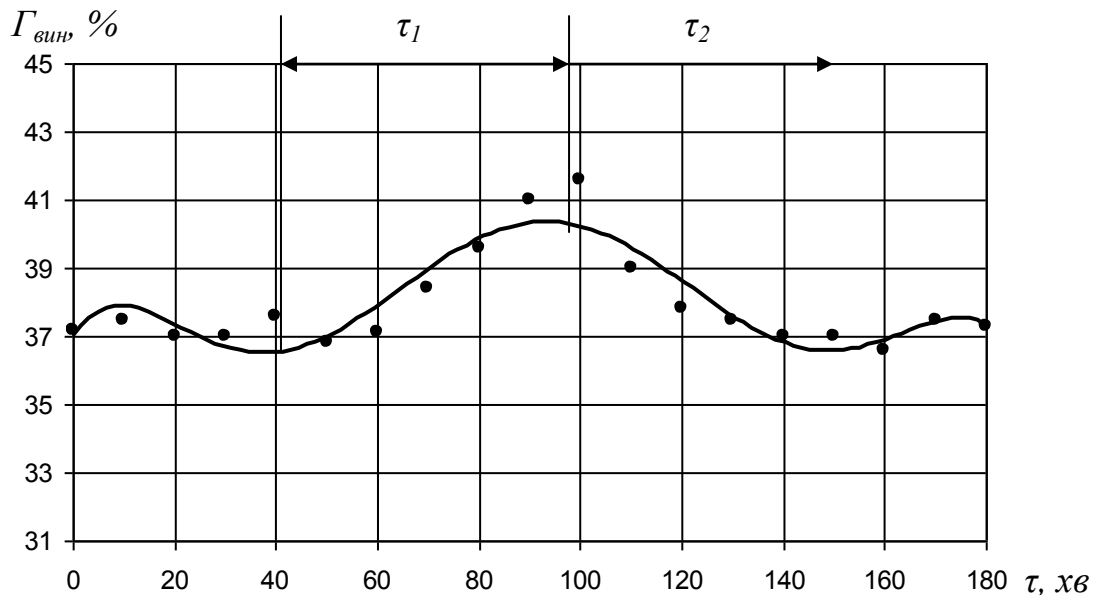


Рисунок 3.17 – Залежність  $G_{вин}$  від вихолощування барабану млина

Ступінь перевантаження барабану млина розмелюваним матеріалом, в основному, залежить від теплотехнічних характеристик сирого вугілля. Режим вихолощування (розвантаження) барабану млина полягає у проведенні циклу послідовних технологічних операцій: зупинка живильника сирого вугілля (ЖСВ) → вентилювання барабану млина (зменшення кількості розмелюваного вугілля в ньому) → включення в роботу ЖСВ (подача в барабан млина АШ з бункеру сирого вугілля на розмелювання).

Криві побудованих залежностей свідчать про те, що кожна зупинка ЖСВ та тривале (близько 30-40 хв) вентилювання барабану млина негативно впливає на режим горіння пиловугільного АШ в топці, – вміст  $G_{вин}$  зростає в середньому на 3-4% в порівнянні з початковим значенням. Після включення в роботу ЖСВ вміст  $G_{вин}$  зменшився до початкового значення протягом 15-30 хв.

За визначеними показниками нестационарності режимів, використовуючи формули (2.29, 2.37 та 2.39) можна вносити систему поправок до втрати тепла з механічним недопалом, ККД бруто та питомої витрати палива котельним агрегатом. Також слід зазначити, що зміна  $\Delta\Gamma_{вин}$  наведена у вигляді різниці між максимальним та мінімальним значеннями вмісту  $\Gamma_{вин}$  в перехідних режимах. При цьому динаміка зменшення вмісту  $\Gamma_{вин}$  від максимального до мінімального значення відбувається поступово та за певними закономірностями.

Отже, враховуючи весь масив отриманих результатів під час проведення експериментальних випробувань на досліджуваних котлах при камерному спалюванні АШ та рідким шлаковидаленням можна розробити загальну схему для розрахунків впливу режимних факторів та теплотехнічних характеристик палива на процес вигорання поліфракційного факелу пиловугільного АШ.

Теплова потужність топки (кількість тепла, внесеного в топку з паливом за одиницю часу) визначається за формулою:

$$Q_{m.n} = B_n \cdot Q_i^r / 3,6 \cdot 4,1868 \cdot 10^3, MBt \quad (3.1)$$

де  $B_n$  – витрата натурального палива на котел,  $t/год$ ;  $Q_i^r$  – нижча робоча теплота згоряння натурального палива,  $ккал/кг$ .

Тоді теплове напруження об'єму топки визначиться, як:

$$q_v = Q_{m.n} / V_n, MBt/m^3 \quad (3.2)$$

де  $V_n$  – об'єм топки, розрахований згідно її конструктивних розмірів,  $m^3$ .

При проведенні розрахунків для котлів ТПП-210А змінювався лише якийсь один параметр за фіксованих значень всіх інших.

На рис. 3.18 представлена зміна величини механічного недопалу в залежності від коефіцієнту надлишку повітря при різних значеннях теплового напруження об'єму топки. Як бачимо з наведених кривих, втрати тепла з механічним недопалом  $q_4$  спочатку зменшуються зі зростанням коефіцієнту надлишку повітря в топці  $\alpha_m$ , а потім, особливо у випадку спалювання низькосортного антрациту, набувають тенденцію до збільшення. Завдяки наведеним залежностям можна з великою точністю визначати оптимальні  $\alpha_m$ .



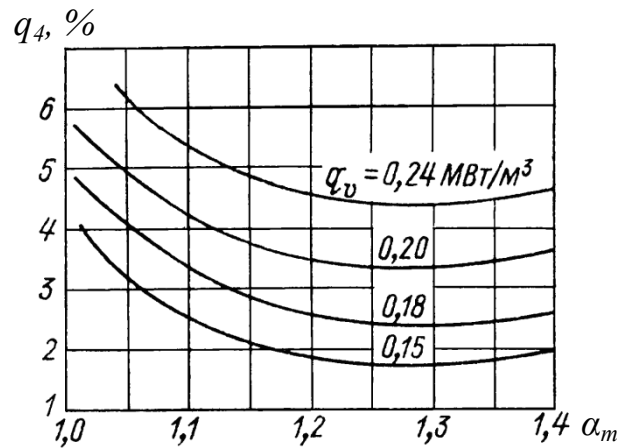


Рисунок 3.18 – Зміна величини  $q_4$  в залежності від  $\alpha_m$  при різних  $q_v$

Проте разом із збільшенням  $\alpha_m$  зростають також втрати тепла з відхідними газами  $q_2$ , що є цілком закономірним явищем, враховуючи формулу (2.70). Саме тому додатково можна розрахувати величину  $q_2$  за різних значень  $\alpha_m$ . Умовами розрахунку температура відхідних газів була прийнята рівною 130°C. Сума тепловтрат ( $q_4 + q_2$ ) в залежності від  $\alpha_m$  при різних значеннях теплового напруження об'єму топки наведена на рисунку 3.19. Аналізуючи дані криві стає зрозумілим, що зміна теплового напруження об'єму топки практично не впливає на оптимальне значення  $\alpha_m$ , яке для камерного спалювання АШ становить  $\sim 1,25 \div 1,35$ , що підтверджується рис. 3.15.

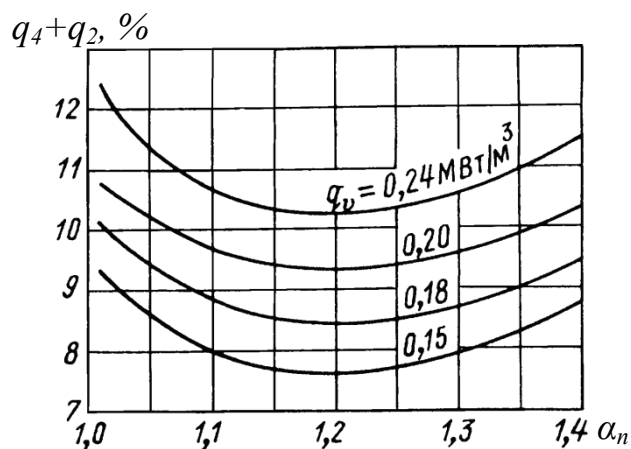


Рисунок 3.19 – Зміна суми величин ( $q_4 + q_2$ ) в залежності від  $\alpha_m$  при різних  $q_v$

Як уже відзначалось у п. 2.3. суттєвий вплив на швидкість протікання процесу горіння відіграє температура в топці, коли разом зі збільшенням температури факелу швидкість горіння в кінетичній області різко зростає по експоненціальній залежності. Разом зі зростанням швидкості покращується і якість вигорання (особливо крупнодисперсних частинок) пиловугільного АШ, що в свою чергу позитивно впливає на механічний недопал. Саме тому для підвищення температури горіння пиловугільного факелу в топці на потужних котлах температуру гарячого повітря  $t_{z.n}$  підтримують в межах  $300 \div 400^\circ\text{C}$ .

Результати проведених розрахунків по визначенні впливу температури гарячого повітря  $t_{z.n}$  на зміну  $q_4$  наведені на рисунку 3.20. Умовами розрахунку було прийнято, що: коефіцієнт надлишку повітря в топці  $\alpha_m=1,25$ ; залишок пилу АШ на ситах з розміром вічок  $90 \text{ мкм}$   $R_{90}=8\%$ ; температура на виході з топки  $T_{в.т}=1100^\circ\text{C}$ .

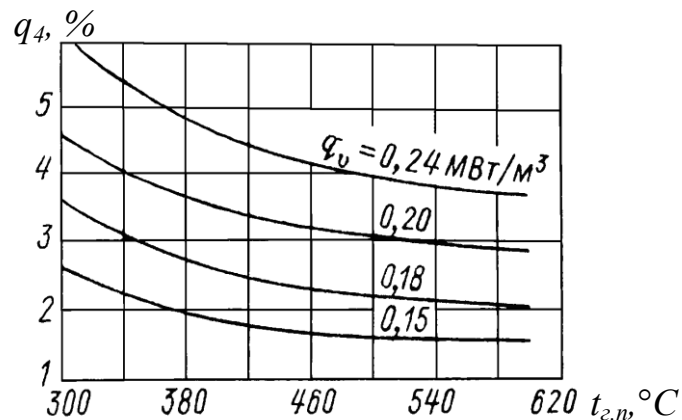


Рисунок 3.20 – Зміна величини  $q_4$  в залежності від  $t_{z.n}$  при різних  $q_v$

Аналізуючи наведені криві стає очевидним, що температура гарячого повітря суттєво впливає на повноту вигорання пиловугільного АШ. Якщо врахувати той факт, що для отримання високої температури  $t_{z.n}$  потрібно суттєво ускладнювати конструкції повітрєпідігрівачів, то виявиться, що нагрівання повітря вище  $400^\circ\text{C}$  є економічно недоцільним навіть при спалюванні антрациту.

Наведені на рисунку 3.21 графічні залежності свідчать про те, що зі збільшенням теплового напруження об'єму топки  $q_v$  та укрупнення тонини помелу вугільного пилю  $R_{90}$  втрати тепла з механічним недопалом  $q_4$  суттєво зростають. Умовами розрахунку було прийнято, що: коефіцієнт надлишку повітря в топці  $\alpha_m=1,25$ ; температура гарячого повітря  $t_{z.n}=400^\circ\text{C}$ ; температура на виході з топки  $T_{z.m}=1100^\circ\text{C}$ .

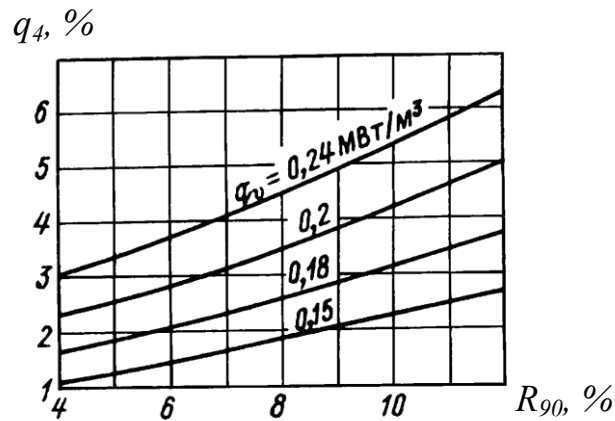


Рисунок 3.21 – Зміна величини  $q_4$  в залежності від  $R_{90}$  при різних  $q_v$

На наведеному графіку можна бачити майже паралельне розташування кривих зміни  $q_4$  від  $R_{90}$  за менших та круте зростання за більших значень  $q_v$ . Експериментальні дослідження показали, що середнє зростання тонини помелу антрациту  $\Delta R_{90}$  на 1% призводить до середнього зростання втрати тепла з механічним недопалом при спалюванні в топках з рідким шлаковидаленням близько  $\Delta q_4 0,35\text{-}0,45\%$ , що підтверджується рис. 3.14.

Таким чином, техніко-економічний аналіз котла ТПП-210А, що базується на розглянутих вище розрахунках та залежностях дозволяє з великою ймовірністю для кожного теплового напруження об'єму топки  $q_v$  визначити оптимальні значення коефіцієнту надлишку повітря в топці  $\alpha_m$ , температури гарячого повітря  $t_{z.n}$  та тонини помелу вугільного пилю  $R_{90}$ . Дані залежності можна використовувати для аналітичних розрахунків, що допоможуть прогнозувати очікувану величину  $q_4$ , тим самим передбачаючи  $\eta_k^{\text{бp}}$  та покращуючи економічність роботи котлів.

### 3.4 Результати випробувань до та після введення в топку котлів рідкого каталізатору горіння

Основним досліджуваним фактором був вплив різноманітних чинників на економічність роботи котельних установок з каталізатором горіння. Далі описані безпосередньо дослідження та отримані при цьому результати, проведений їх аналіз та сформовані основні результати та висновки.

#### 3.4.1 Вплив додавання каталізатору на градієнт температур, викиди у відхідних газах та режими роботи топки

Досліди проводились в кілька серій на 5-ти типах котлів в Україні та закордоном при спалюванні різних видів палива (антрацитовий штиб, пісне вугілля, буре вугілля, природний газ). Під час експериментів відбувалась фіксація режимів до початку подачі каталізатору, момент початку подачі каталізатору і фіксація режимів після подачі каталізатору [89, 95, 102-104].

Середні характеристики палива під час експериментів становили:

Таблиця 3.1 – Середні теплотехнічні характеристики палива

Тип котла	$Q_i^r$ , ккал/кг (МДж/кг)	$A^r$ , %	$W^r$ , %	$V^{daf}$ , %	$S^r$ , %	$R_{90}$ , %
ТПП-210А (АШ та пісне вугілля)	4758-5759 (19,92-24,11)	21,1- 31,7	4,5- 12,5	5,1- 13,0	0,99- 2,06	4,9-12,1
БКЗ-160-100 (АШ)	5770-5950 (24,16-24,91)	15,1- 16,8	6,6-8,4	4,7-5,6	1,10- 1,17	9,8-7,4
БКЗ-210-140 (АШ)	5585-5719 (23,38-23,94)	17,4- 19,1	8,1- 10,1	4,2-4,6	1,56- 1,58	6,8-11,6
ЕП-670-140 (буре вугілля)	1533-1711 (6,42-7,16)	13,98- 17,80	51,50- 53,80	-	2,05- 2,40	
ТГМ-84 (природний газ)	8333 (34,89)	-	-	-	-	-

Також досліди проведені на різній паропродуктивності котлоагрегатів ( $D$ ): максимальній ( $D_{max}$ ), мінімальній ( $D_{min}$ ), гранично мінімальній ( $D_{min(lim)}$ ) та проміжних значеннях (табл. 3.2).

Таблиця 3.2 – Досліджувані діапазони паропродуктивності котлоагрегатів

Тип котла	Паропродуктивність		
	$D_{max}, m/год$	$D_{min}, m/год$	$D_{min(lim)}, m/год$
ТПП-210А	950	700	660
БКЗ-160-100	160	110	100
БКЗ-210-140	210	155	140
ЕП-670-140	670	470	410
ТГМ-84	420	180	160

Одразу слід зазначити, що отримані результати свідчать, що дозування каталізатора в кількості 5 мл на тонну вугілля суттєво впливає на параметри роботи, – найбільше при спалюванні АШ. Метод ДКГ інтенсифікує процес вигорання палива на початковій ділянці факелу, збільшуючи тим самим температуру в ядрі. Процес вигорання на початковій ділянці факелу протікає значно інтенсивніше. Оцінки температурного рівня в зоні ядра горіння та в льотках, а також випалювання палива будуть приведені нижче по тексту.

Для визначення періоду часу початку дії каталізатору на котлах були проведені «чисті» досліди, згідно розроблених методик (п. 2.8), суть яких полягає у стабілізації режиму роботи котла з фіксацією його параметрів. Після цього в тракт первинного повітря вводять каталізатор та ведуть спостереження за змінами паропродуктивності при незмінній витраті палива, режимі роботи тяго-дугтьових машин та пилосистем. Після стабілізації нової установленної паропродуктивності припиняють подачу каталізатору та знову спостерігають за її зміною з фіксацією необхідних параметрів роботи котла, газовим аналізом, відбором палива та золи на теплотехнічні аналізи.

У початковий момент часу ( $\tau=0$  хв) вмикалась установка подачі каталізатора з дозуванням 5 мл на тонну вугілля чи 3-4 мл на  $100\text{ м}^3$  природного газу (рис. 3.22). Вплив каталізатору на котлах, де його дія була помітною проявлявся вже з перших 10-ти хвилин від моменту його подачі. Стабілізація топочного режиму з виходом котла на нове парове навантаження триває протягом  $\sim 2$  год, а по відключенні установки подачі каталізатору горіння паропродуктивність котлоагрегатів поверталась до попереднього значення.

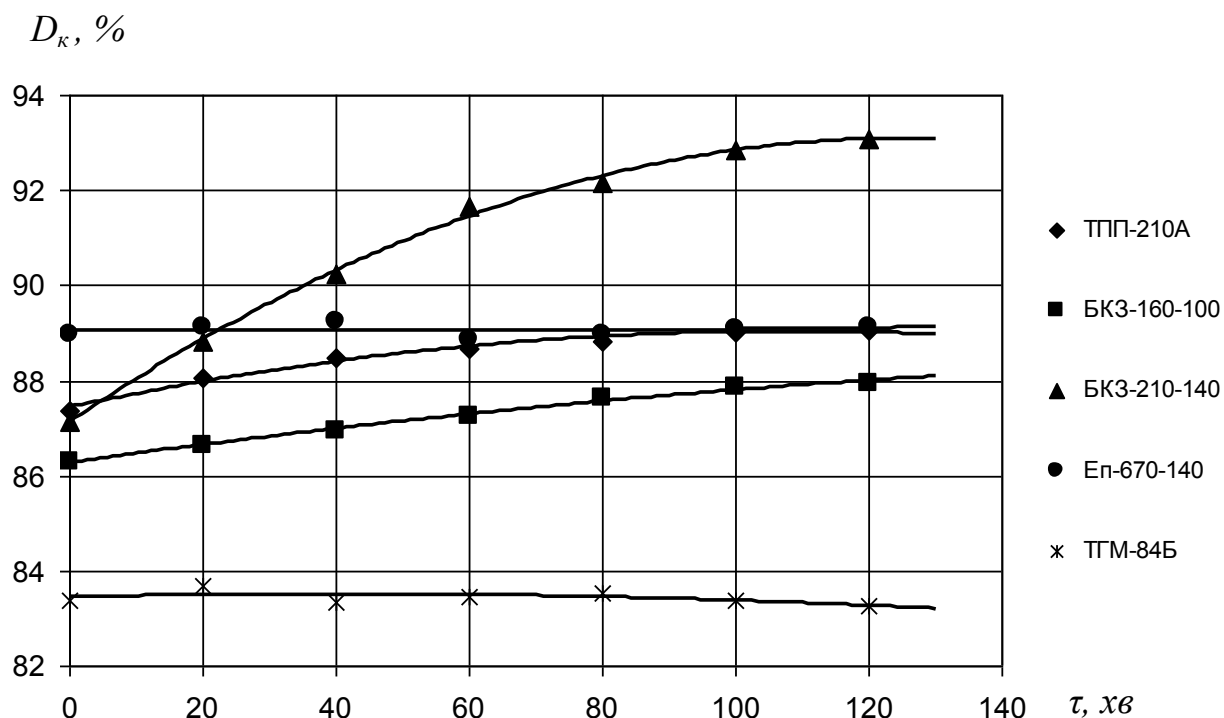


Рисунок 3.22 – Зміна в часі паропроодуктивності від її номінальної величини

На рисунку 3.22 зображена відсоткова залежність зміни парового навантаження досліджуваних котлоагрегатів (від індивідуального для кожного котлоагрегату максимального значення паропроодуктивності, табл. 3.2) в часі за незмінних інших режимних параметрів роботи. Подача каталізатору розпочалась в момент часу  $\tau=0$  хв.

Як бачимо з рисунку 3.22 зростання парового навантаження відбулось на 3-ох котлах: БКЗ-210-140 (спалювалось АШ) на  $\sim 6\%$  від початкового значення, що відповідає паровому приросту  $\sim 12 \div 13 \text{ т/год}$ , БКЗ-160-100 (спалювалось АШ) на  $\sim 2\%$ , що відповідає паровому приросту  $\sim 1,5 \div 2 \text{ т/год}$  та ТПП-210А (спалювалось АШ в суміші з пісним вугіллям) на  $\sim 2\%$ , що відповідає паровому приросту  $\sim 14 \div 16 \text{ т/год}$ . На котлах Еп-670-140 (спалювалось болгарське буре вугілля) та ТГМ-84Б (спалювався природний газ) приросту паропроодуктивності не було помічено, що свідчить про позитивний ефект дії присадки-каталізатора виключно на твердому паливі з малим вмістом летких речовин.

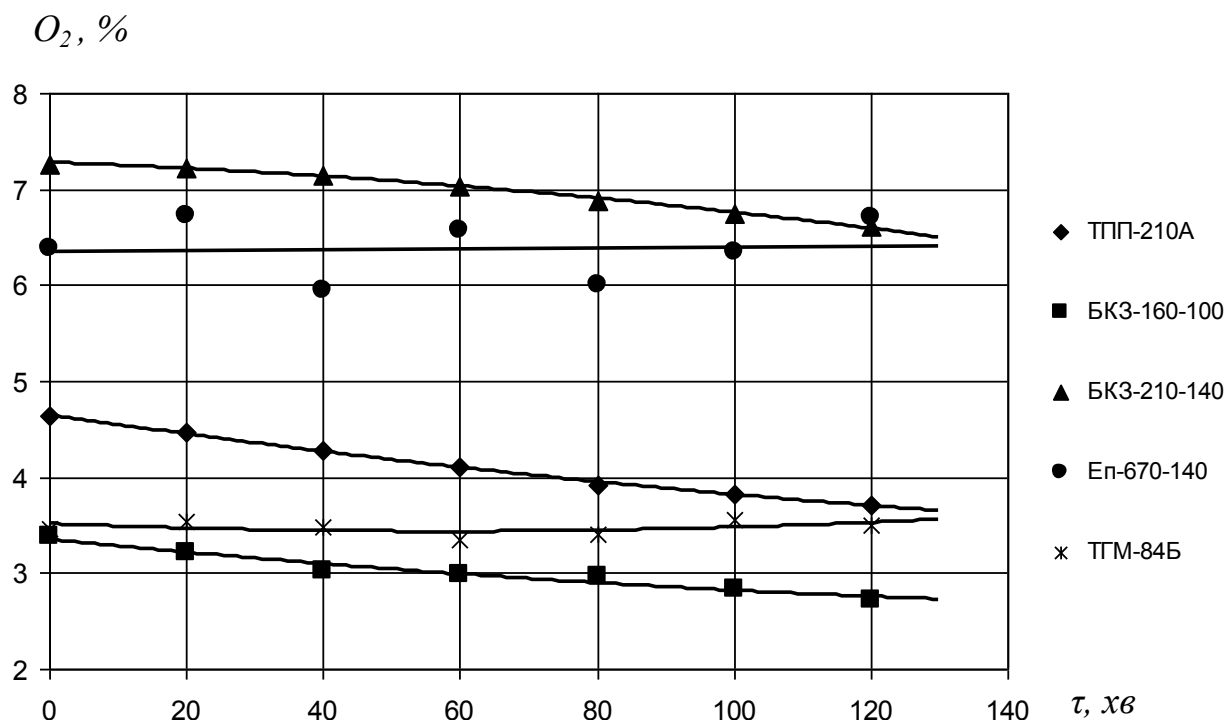


Рисунок 3.23 – Зміна в часі концентрації кисню в режимному січенні

На рисунку 3.23 побудована відсоткова залежність зміни усередненої концентрації кисню в режимному січенні досліджуваних котлоагрегатів в часі за незмінних режимних параметрів роботи тяго-дутьових машин. Подача каталізатору розпочалась в момент часу  $\tau=0$  хв.

Аналізуючи зображені криві можна зробити висновок про те, що на котлах де відбулось зростання паропродуктивності відбулось також і зменшення концентрації кисню ( $O_2$ ). Зменшення концентрації ( $\Delta O_2$ ) в режимному січенні для 3-ох котлів склало: БКЗ-210-140 на  $\sim 0,65\%$  від початкового значення, БКЗ-160-100 на  $\sim 0,66\%$ , та ТПП-210А на  $\sim 0,92\%$ . На котлах Еп-670-140 та ТГМ-84Б закономірного зменшення концентрації  $O_2$  не відбулось (концентрація кисню коливалась навколо середніх значень). Зменшення концентрації кисню при незмінних режимних параметрах роботи тяго-дутьових машин та пилосистем свідчить про краще вигорання полідисперсного вугільного пилу в камерних топках, що позитивно позначається на економічності та надійності роботи досліджуваних котлів.

Типову штатну діаграму зміни парового навантаження пиловугільного котла при роботі на АШ зображено на рисунку 3.24. Наведена діаграмна стрічка знята з пароміру котла БКЗ-210-140 Чернігівської ТЕЦ після проведення «чистого» дослід по введенні в тракт первинного повітря каталізатору горіння.

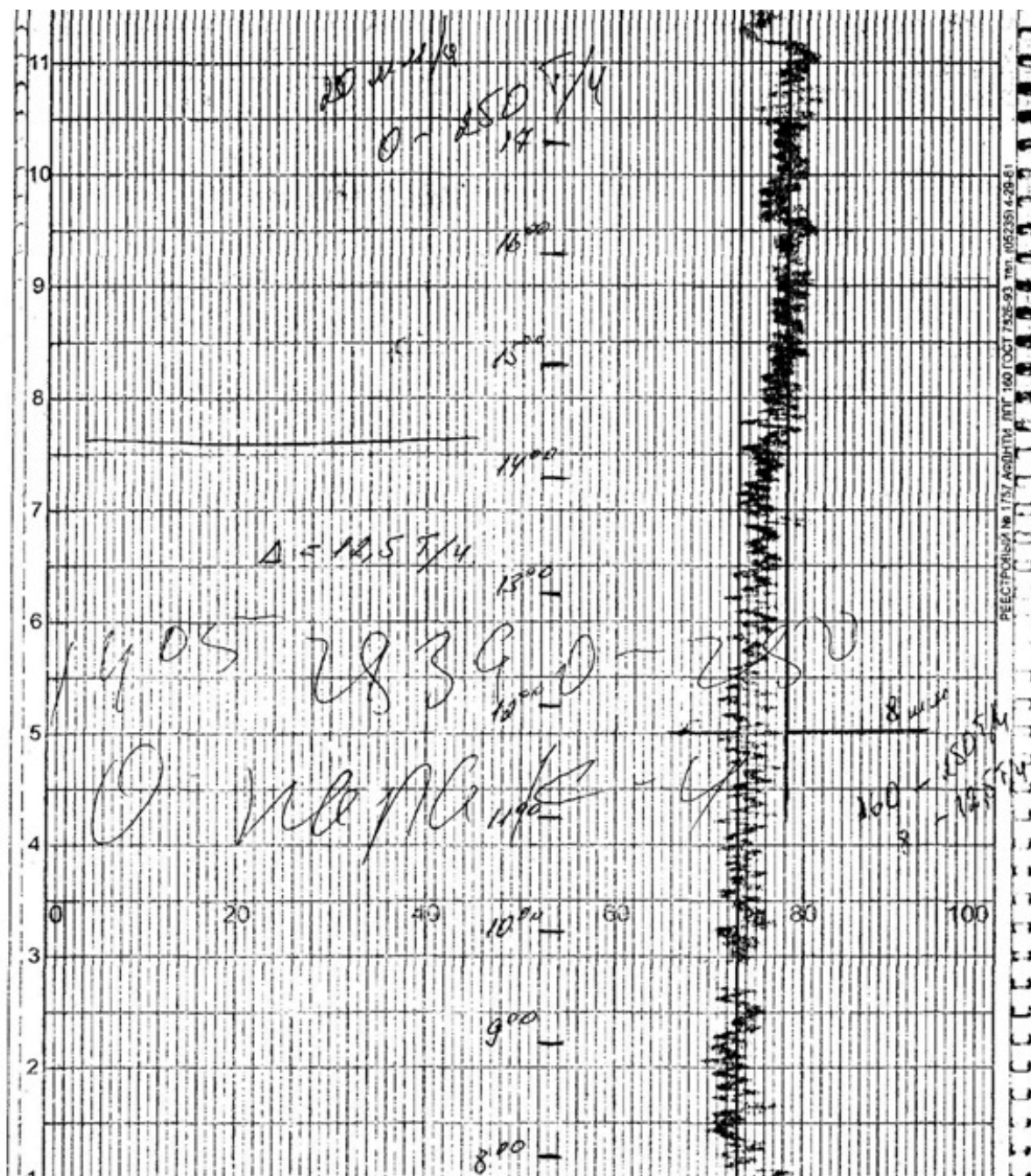


Рисунок 3.24 – Штатна діаграма парового навантаження котла ст. №4 Чернігівської ТЕЦ до та після введення каталізатора горіння



Варто також зазначити, що додавання каталізатора горіння суттєво впливає на температурний рівень у льотках та ядрі факелу досліджуваних котлів. Важливим є недопущення перевищення температурного рівня в топці вище за нормовані значення для запобігання збільшення температурних напружень і, як результат, перепалювання труб екранних поверхонь нагріву. Для наочного представлення отриманих результатів проведеної пірометрії побудуємо графіки залежностей зміни усередненої температури в топці від паропродуктивності з додаванням та без додавання каталізатору горіння.

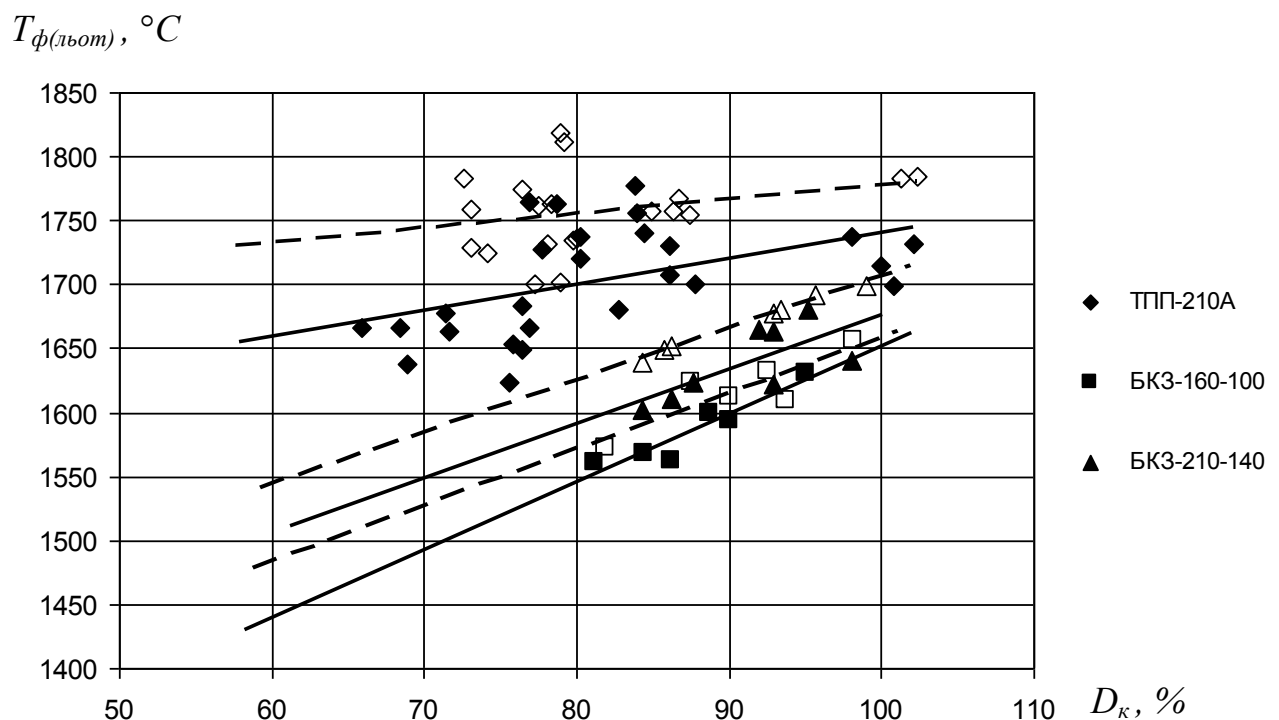


Рисунок 3.25 – Зміна температури факелу в районі льотки котлів (маркери дослідів з додаванням каталізатору на даному рисунку та надалі мають прозорий фон, а лінії трендів штрихові; маркери дослідів без додавання каталізатору горіння мають чорний фон, а лінії трендів суцільні)

Як бачимо з рисунку 3.25 додавання каталізатору горіння спричинило зростання температури факелу, заміряної через льотки, на 3-ох котлоагрегатах: БКЗ-210-140 на  $\sim 50 \div 70 ^\circ C$  від початкового значення, БКЗ-160-100

на  $\sim 20 \div 50$  °C, та ТПП-210А на  $\sim 70 \div 100$  °C. На котлах Еп-670-140 (з сухим шлаковидаленням через льотку де спалювалось буре вугілля) та ТГМ-84Б (де спалювався природний газ) пірометрії не проводилось. Отримані результати свідчать про підвищення температури на початковій ділянці полідисперсного пиловугільного факелу при додаванні присадки-каталізатора. Таким чином факел стає менш розтягнутим по висоті топки, паливо вигоряє швидше, а горіння в нижній частині топки відбувається набагато інтенсивніше.

Важливим є той факт, що на малих навантаженнях різниця температур в нижній частині факелу з додаванням та без додавання каталізатору горіння є значно помітнішою, ніж на навантаженнях, близьких до максимального. Це дозволяє відмовитись від підсвічування високореакційним паливом (мазут, природний газ) на мінімальних навантаженнях зі збереженням стійкого виходу шлаку та без затікання льотки. Також при введенні каталізатору в камерні топки котлів, що спалюють АШ, з'являється можливість розширення їх робочого регульованого діапазону за рахунок зменшення величини граничнодопустимого мінімального навантаження.

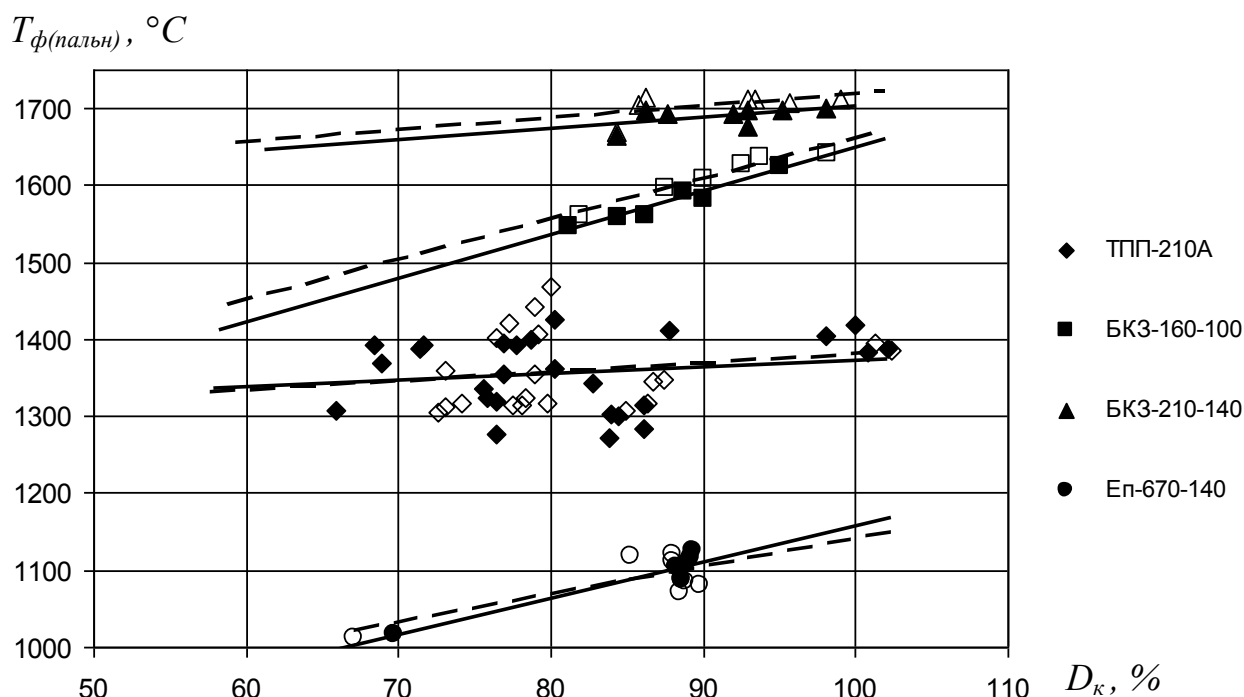


Рисунок 3.26 – Зміна температури факелу в районі пальників

Аналізуючи криві рисунку 3.26 можна зробити висновок про те, що на ділянці факелу в районі пальників різниця температур з додаванням та без додавання каталізатору є незначною. Особливо це помітно на котлі ТПП-210А, де основний процес горіння проходить в нижній частині топки з високим тепловим напруженням її об'єму, де наявна вогнестійка обмазка (район запалювального поясу). Також поясненням такого явища може бути погане перемішування потоків аеросуміші та вторинного повітря в районі пальників, з недотриманням нормованих значень швидкості [99], що зменшує позитивний ефект каталізатора в цій зоні.

На котлах Еп-670-140 з твердим шлаковидаленням та прямим вдуванням палива (без бункеру пилу), що спалюють буре вугілля приросту температури під час додавання активатору горіння не спостерігалось. Пояснити дане явище можна тим, що буре вугілля є високореакційним паливом з високим вмістом летких речовин, тому каталізатор практично не впливає на процес горіння і не виступає в ролі активатору.

Під час проведення експериментальних випробувань на парових навантаженнях близьких до максимального значення (табл. 3.2) проблем з виходом рідкого шлаку на всіх досліджуваних котлах з рідким шлаковидаленням не було виявлено (як при спалюванні АШ так і при спалюванні суміші АШ та пісного вугілля). Як правило, з льотки шлак стікав досить інтенсивними струменями або суцільним «рушником», льотки по периметру були відносно чисті.

На мінімальному та гранично-мінімальному навантаженні шлак стікав дуже мляво, по периметру льотки мали місце шлакові нарости. Самі ж льотки протягом 4-6 годин в таких режимах роботи були схильні до затягування шлаком. Штатний режим роботи котлів на мінімальних навантаженнях, як правило, супроводжувався підсвічуванням пиловугільного факелу високореакційним паливом [94]. Проведені дослідження показали, що застосування підсвічування не поліпшує режим рідкого шлаковидалення, а лише частково стабілізує режим горіння. За таких умов роботи топка без додавання

каталізатору горіння переходить в режим сухого шлаковидалення, коли температура в нижній частині топки нижча за температуру нормального шлаковидалення [52]. Очевидно, що метод ДКГ позитивно впливає на режим рідкого шлаковидалення для котлів, що працюють на низькорекційному та низькосортному кам'яному вугіллі та дає можливість зменшити витрату, або ж і взагалі відмовитись від підсвічування пиловугільного факелу дорогим високореакційним паливом (мазутом, природним газом).

Для оцінки ефективності та економічності роботи котлоагрегатів (з точки зору нанесення шкоди для навколишнього середовища) важливим також є дослідження емісії оксидів азоту ( $NO_x$ ) та хімічного недопалу монооксиду вуглецю ( $CO$ ) при роботі з додаванням та без додавання активатора горіння. На рисунках 3.27 та 3.28 лінії трендів відображають величину усереднених значень  $CO$  та  $NO_x$  для всіх досліджуваних котлів відповідно, причому робота котлоагрегатів з каталізатором відповідає штриховій лінії тренду, а без додавання каталізатору – суцільній.

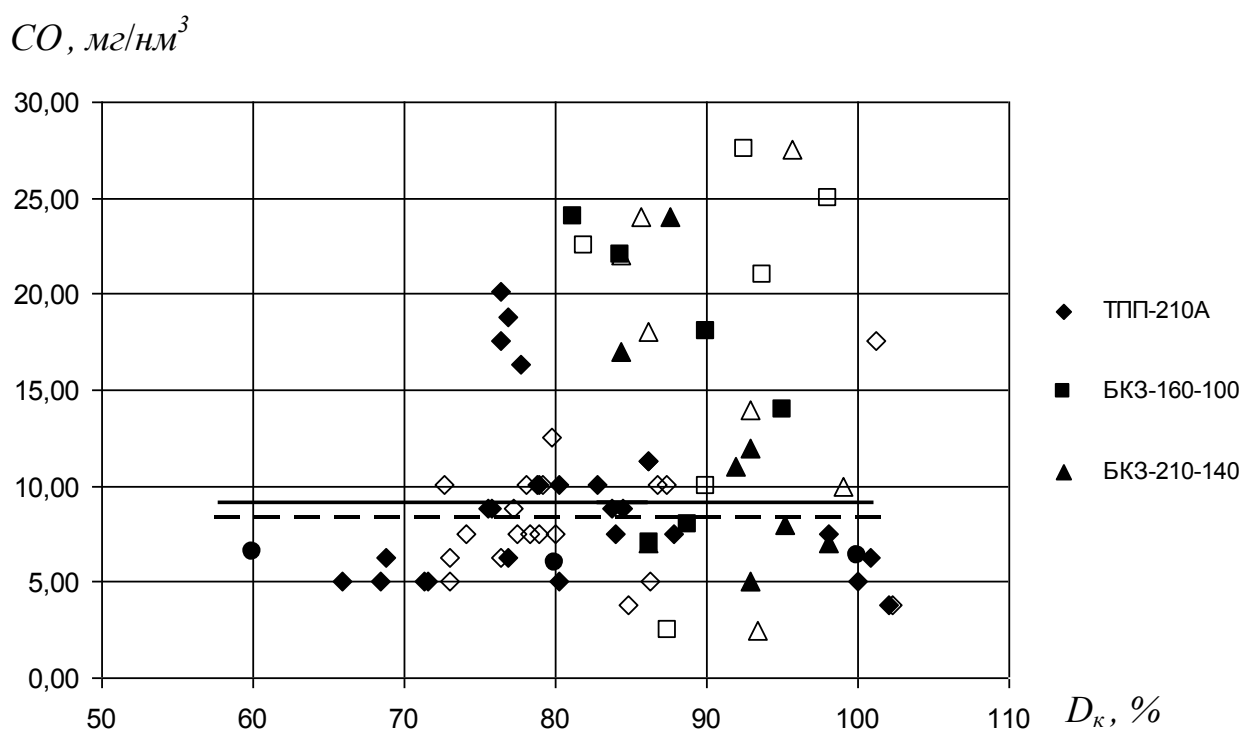


Рисунок 3.27 – Зміна концентрації  $CO$  за димососами «екологічна точка»

Як бачимо з рисунку 3.27 зміни концентрації хімічного недопалу з додаванням каталізатора горіння практично не відбулось, а його величина постійно коливалась навколо середнього значення  $\sim 8\text{-}9\text{ мг/нм}^3$ , та не може враховуватись як зміна, зважаючи на похибки вимірювальних приладів та фіксацію миттєвих, а не середніх значень протягом дослідів. Згідно [70] масові концентрації монооксидів вуглецю для існуючих котельних установок під час спалювання твердого та газоподібного палива не перевищують нормованих значень, що становлять  $250\text{ мг/нм}^3$ .

$NO_x, \text{ мг/нм}^3$

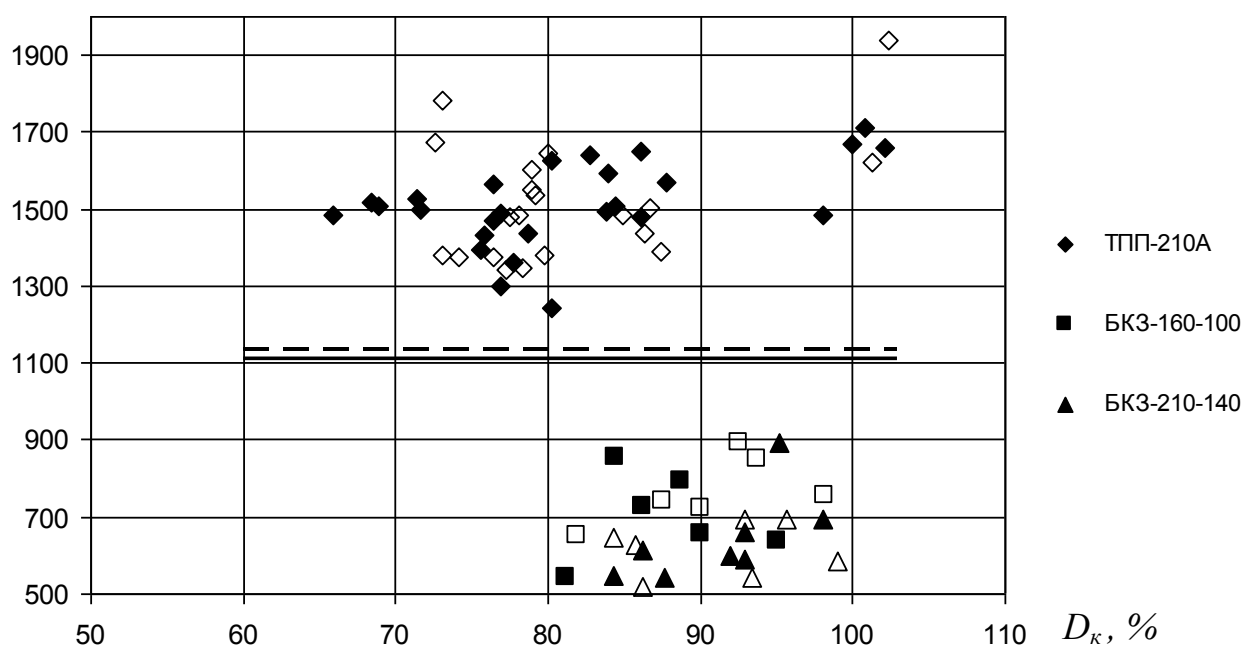


Рисунок 3.28 – Зміна концентрації  $NO_x$  за димососами «екологічна точка»

Часткове збільшення оксидів азоту на  $25\text{-}35\text{ мг/нм}^3$  (рис. 3.28) можна пояснити зростанням температури в ядрі факелу. Збільшення теплового напруження об'єму топки призводить до зростання емісії паливних  $NO_x$ , що негативно впливає на навколишнє середовище. Проте згідно [70] масові концентрації оксидів азоту з додаванням та без додавання каталізатору горіння для котлів ТПП-210А під час спалювання АШ перевищували значення, наведені у таблиці 1.14. Для решти котлів були в межах нормованих значень.

### 3.4.2 Вплив додавання каталізатору на значення тепловтрат та ККД енергетичних котлів

Як вже було зазначено у попередніх розділах, важливими показниками економічності роботи котельної установки є значення тепловтрат та коефіцієнту корисної дії. Саме тому в даному пункті визначено залежності по впливу каталізатора на вищеописані величини.

У практиці експлуатації котлів з камерними топками при спалюванні суміші пісного вугілля та АШ чи виключно АШ, як правило, при паропродуктивності 70% і нижче в штатному режимі роботи проводиться підсвічування факелу високореакційним паливом. Такі маніпуляції проводять з метою підтримання стійкості горіння в топки та недопущення обриву чи затухання пиловугільного факелу. Частка спалюваного газу (мазуту) подекуди може сягати 20-30% від загальної кількості палива по теплу внесеному в топку, що не задовольняє електростанції в плані економічності роботи котлів [94]. Крім того, підсвічування високореакційним паливом, як правило, призводить до збільшення механічного недопалу [98].

Вплив каталізатора, як активатора горіння топочного процесу в найбільшій мірі простежувався у дослідях при спалюванні АШ. У порівняльних дослідях всі отримані результати згідно формул пунктів 2.6. та 2.7. приведені до однакових усереднених характеристик палива.

Як видно з рисунку 3.29 вплив каталізатора горіння на вміст горючих в золі виносу ( $G_{вин}$ ) досліджуваних котлів, що спалюють АШ є досить значним. Застосувавши ДКГ-метод вдалось знизити  $G_{вин}$  на 3-ох котлах: БКЗ-210-140 на ~ 2-3% на максимальних навантаженнях та ~ 8-10% на мінімальних, БКЗ-160-100 на ~ 4-5% на максимальних навантаженнях та ~ 9-11% на мінімальних, ТПП-210А на ~ 2-3% на максимальних навантаженнях та ~ 6-8% на мінімальних. На котлах Еп-670-140 (з сухим шлаковидаленням через льотку) вміст горючих в золі виносу коливався навколо середнього значення ~ 2-3%, а його зменшення з додаванням каталізатору не відбулось.

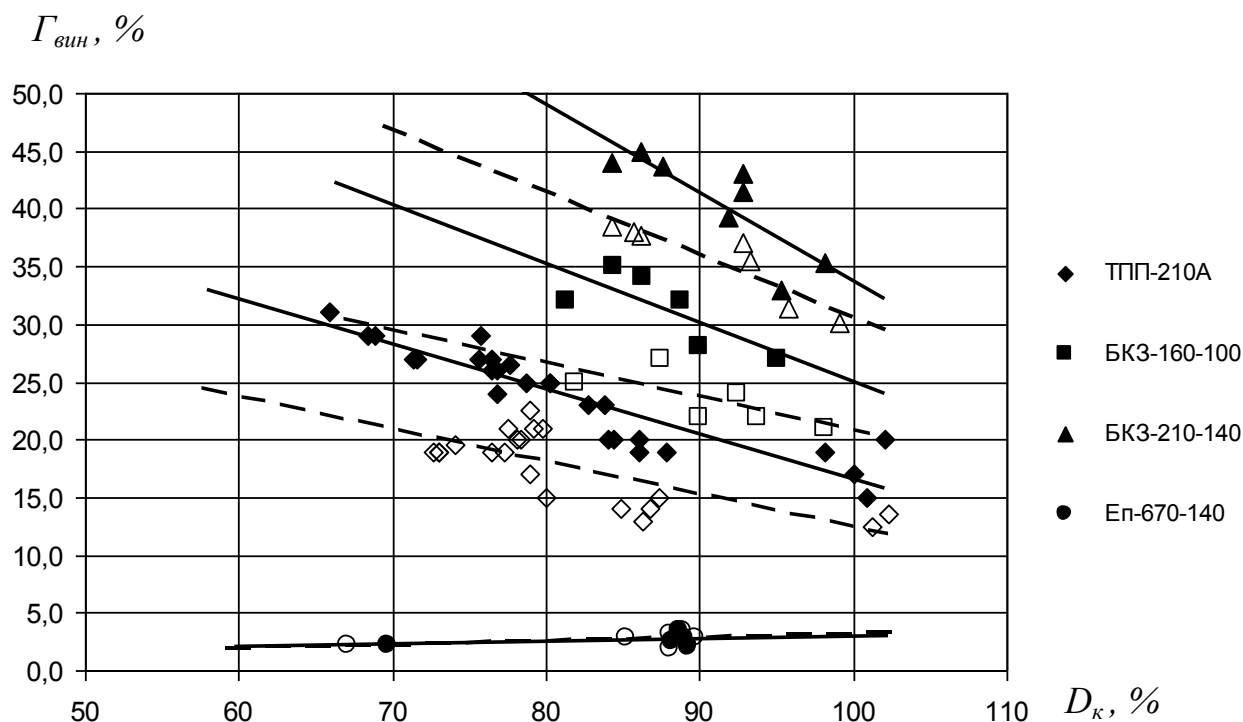


Рисунок 3.29 – Зміна вмісту горючих в золі виносу

На думку автора пояснити це можна тим, що значення  $G_{вин}$  і так є відносно незначними та досягають свого критичного мінімуму, тому подальше їх зменшення є практично неможливим.

Аналізуючи наведені криві стає очевидним, що найкращих результатів при застосуванні методу ДКГ можна досягти на мінімальних навантаженнях. Саме за таких експлуатаційних режимів (на зниженому навантаженні) оперативний персонал змушений проводити підсвічування пиловугільного факелу природнім газом (мазутом). Такі операції призводять до збільшення вмісту горючих в золі виносу. Крім того ситуація погіршується при надходженні на електростанції низькосортного палива зі змінними теплотехнічними характеристиками [13,45].

Очевидним є той факт, що додавання каталізатору робить процес горіння більш стабільним та стійким тим самим зменшуючи коливання режимних параметрів роботи камерних топків при роботі на АШ. Про це свідчить менший кут нахилу до осі абсцис прямих  $G_{вин}$  із застосуванням методу ДКГ (пунктирні лінії) ніж без введення каталізатору (суцільні лінії).

Використовуючи формули (2.29, 2.37 та 2.39) дані, наведені на рис. 3.29 можна інтерпретувати на рис. 3.30, на якому наведено залежності зміни втрат тепла з механічним недопалом ( $q_4$ ) на різних теплових навантаженнях з додаванням та без додавання каталізатору горіння на досліджуваних пиловугільних котлах.

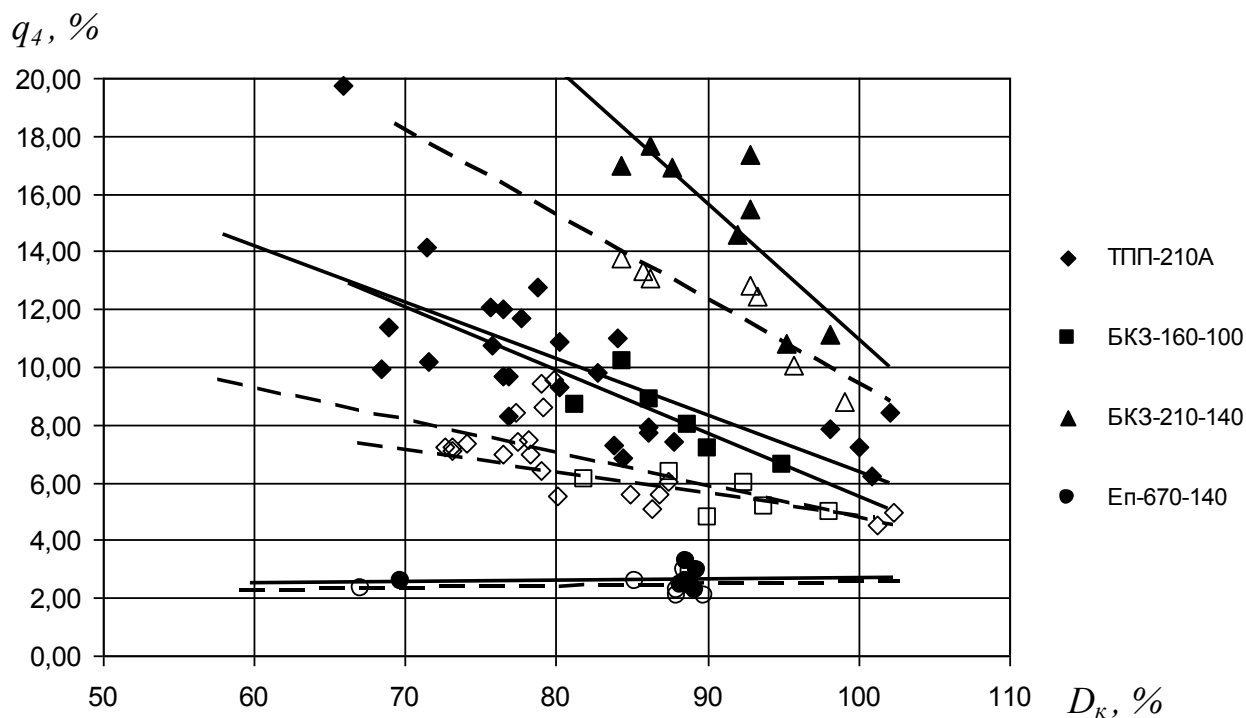


Рисунок 3.30 – Зміна теплових втрат з механічним недопалом

Як видно з рисунку 3.30 вплив каталізатора горіння на величину теплових втрат з механічним недопалом на досліджуваних котлах, що спалюють АШ є дуже значним. Шляхом введення у тракт первинного повітря активатору горіння вдалось знизити  $q_4$  на 3-ох котлоагрегатах: БКЗ-210-140 на  $\sim 1-2\%$  на максимальних навантаженнях та  $\sim 4-5\%$  на мінімальних, БКЗ-160-100 на  $\sim 1-2\%$  на максимальних навантаженнях та  $\sim 5-6\%$  на мінімальних, ТПП-210А на  $\sim 1-2\%$  на максимальних навантаженнях та  $\sim 4-5\%$  на мінімальних. На котлах Еп-670-140 (з сухим шлаковидаленням через льотку) значення механічного недопалу було незначним та коливалось навколо середнього значення  $\sim 2-3\%$ , а його зменшення з додаванням каталізатору не відбулось.



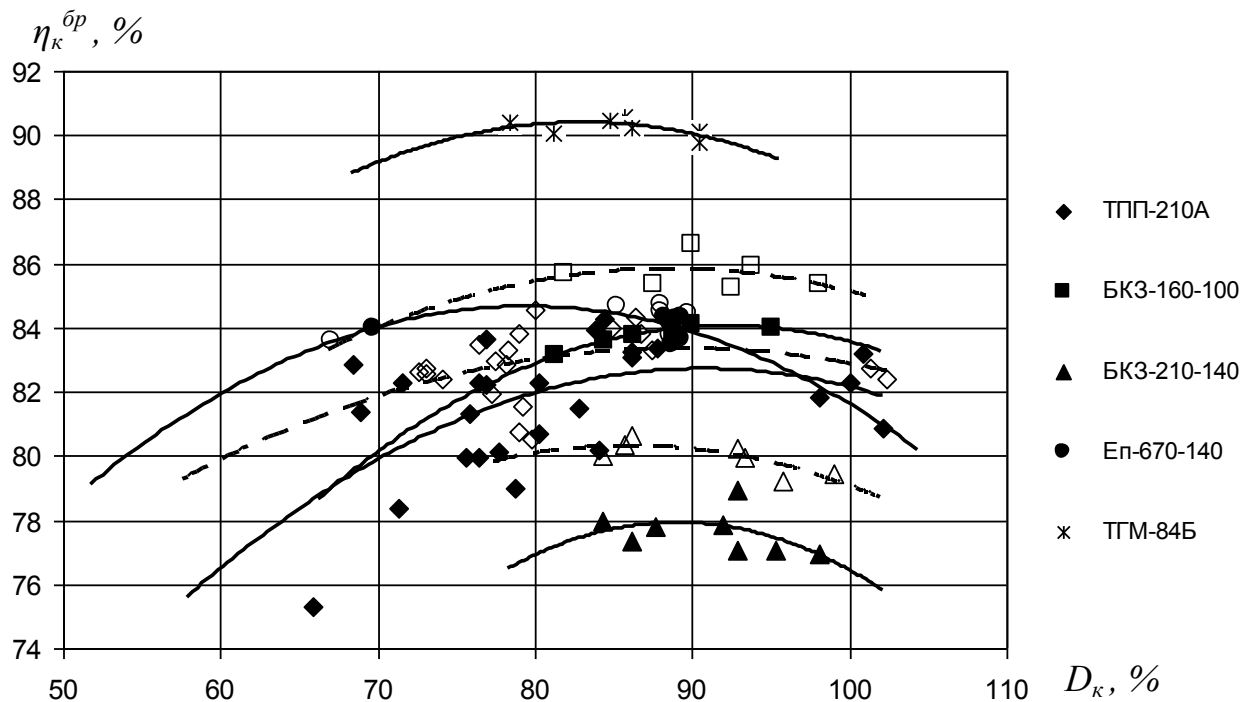


Рисунок 3.31 – Зміна коефіцієнту корисної дії котла брутто

Основним показником ефективності та економічності роботи котельних установок є коефіцієнт корисної дії котла брутто ( $\eta_k^{br}$ ), що згідно формули (2.28) показує величину зміни всіх тепловтрат. Саме тому криві значень  $\eta_k^{br}$  на різних паропродуктивності мають нелінійну залежність (рис. 3.31). Максимум ККД досліджуваних котлів брутто (рис. 3.31) знаходиться в межах  $0,8-0,9D_{max}$ , що підтверджується відповідними джерелами [52, 99].

Як бачимо з рисунку 3.31, приросту  $\eta_k^{br}$  на котлі Еп-670-140 (спалювалось буре вугілля) та ТГМ-84Б (спалювався природний газ) не відбулось, тоді як середній приріст  $\eta_k^{br}$  на котлах, що спалюють АШ склав  $\sim 2\%$ .

Так для блоків  $300\text{ МВт}$  з котлами ТПП-210А економія Донецького АШ при додаванні каталізатора горіння, враховуючи приріст ККД  $\Delta\eta_k^{br} - 2\%$  та середню витрату умовного палива на номінальному навантаженні  $460\text{ г у.п./кВт}\cdot\text{год}$ , складе:

$$\Delta b_{y.n.} = b_{y.n.(н)} \cdot \frac{\Delta\eta_k^{br}}{\eta_{k(без\_ката.л)}^{br(середнє)}} = 460 \cdot \frac{2}{81,98} = 11,22, \text{ г у.п./кВт}\cdot\text{год}$$

### 3.5 Результати випробувань факельного спалювання бінарних вугільних сумішей в енергетичних котлах

В цій частині дисертації представлені результати випробувань котлів марок ТПП-210А і ТП-15 з дослідженням факельного спалювання різних комбінацій сумішей антрациту, пісного вугілля і вугілля Південно-Африканської Республіки (ПАР) в умовах наявності в паливі підвищеного виходу летких речовин і підвищеної температури плавкості золи. Розглянуто питання існування синергетичного ефекту в процесі факельного спалювання бінарних сумішей вугілля з різним ступенем метаморфізму.

Технічні характеристики котлів та їх проектного палива наведені в п. 3.1.

Основною відмінністю вищезгаданого непроектного палива від Донецького АШ є підвищений вміст летючих речовин на горючу масу  $\leq 18\%$  у вугілля марки П і підвищена температура плавкості золи для вугілля П і АСШ.

Слід зазначити ряд особливостей котлів ТП-15, що ускладнюють пилovidне спалювання антрациту, наприклад:

- недостатня висота топки і відсутність пережиму, що зменшує повноту вигорання пилу і збільшує механічний недопал;
- недостатня для АШ температура первинного повітря (менше  $340^{\circ}\text{C}$ );
- застаріла конструкція пальників (відсутність вихрової ежекції димових газів до кореня факела), що ускладнює займання пилу.

Тому для стабілізації умов займання факела і рідкого шлаковидалення спалювання Донецького АШ з калорійністю  $5500 \div 5700 \text{ ккал/кг}$  ( $23,03 \div 23,86 \text{ МДж/кг}$ ) зазвичай вимагає газового підсвічування близько  $2700 \text{ м}^3/\text{год}$  при номінальному навантаженні [105].

Калтанське П Російської Федерації (РФ), Сибірський АСШ РФ і вугілля ПАР, як компоненти спалюваної суміші, мають такі характеристики робочої маси (табл. 3.3):

Таблиця 3.3 – Характеристики вугілля марок П, АСШ та вугілля ПАР

Назва	Розмірність	П	АСШ	ПАР
Нижча теплота згоряння, $Q_i^r$	$\text{ккал/кг}$ ( $\text{МДж/кг}$ )	5380÷5943 (22,54÷24,88)	6219÷6384 (26,04÷26,73)	4958 (20,76)
Вологість, $W^r$	%	5.69÷12.63	12.10÷12.60	7.3
Зольність, $A^r$	%	16.20÷22.53	6.59÷8.42	29.3
Температура початку деформації золи, $t_1$	°C	1360	1290	1200
Температура розм'якшення, $t_2$	°C	1524	1501	1350
Температура рідкоплавкого стану, $t_3$	°C	1557	1534	1450
Вихід летких речовин, $V^r$	%	10.53÷15.20	1.14÷1.39	16.7
Коефіцієнт розмолотості, $K_{\text{ЛО}}$		1.41	1.41	-

Для підвищення безпеки роботи пилосистем котлоагрегату ТП-15 згідно [106] були розроблені першочергові заходи (млинова система, бункера готового пилу, циклони, сепаратори і пилепроводи), які дозволили перевести антрацитові котли на спалювання суміші АШ і П.

Млини були оснащені паровою системою пожежогасіння та присадкою холодного повітря перед вхідною горловиною. Датчики аеросуміші за млином були оснащені сигналізацією, після досягнення температури 115°C. По кутах верхньої частини пилових бункерів були встановлені термодатчики і змонтована система аварійної подачі вуглекислого газу в верхню частину бункера. Також проводилася ревізія щільності і стану металу пилопроводів з заміною зношених ділянок.

Позонний тепловий розрахунок топки котла ТП-15 для попереднього моделювання досліджуваних процесів виконаний відповідно до [52]. Для розрахунку розподілу теплових навантажень топка умовно розбивається на зони, як показано на рис. 3.32. Тут зона розташування пальників характеризується максимальним тепловиділенням (по верхню межу ошипування екранів), розраховується як одне ціле. Інша частина топки котла ТП-15 умовно розбивається на три ділянки по висоті.

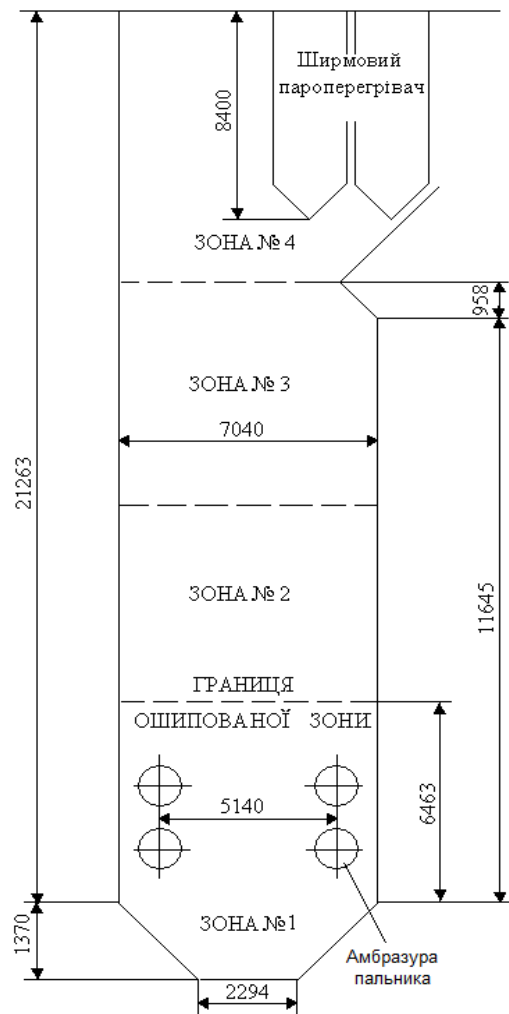


Рисунок 3.32 – Схема розподілу камери згоряння котлоагрегату ТП-15 на ділянки для позонного теплового розрахунку

Згідно з методикою, розрахунок кожної зони виконано в наступній послідовності. Спочатку по кресленнях котла з усіма внесеними в роки експлуатації змінами визначено активний обсяг топки і поверхню стін розрахункової зони. Попередньо задано температуру газів на виході із зон. Далі визначено ентальпії газів, теплоємність продуктів згоряння, коефіцієнти ослаблення газового потоку трьохатомних газами і частинками золи та коксу, оптична товщина газодисперсного потоку, коефіцієнт теплової ефективності екранів, ступеня чорноти факела і зони, температура газів на виході із зони. Якщо отримане значення температури газу відрізняється від попередньо прийнятого більш ніж на  $5^{\circ}\text{C}$ , необхідно задати нове значення температури і повторити розрахунок до досягнення необхідної точності.

Якщо температура газів на виході з четвертої зони буде відрізнятися від температури газів на виході з топки, що визначається на підставі розрахунку топочної камери в цілому, більш ніж на 30°C, слід задати інший розподіл тепловиділення по ходу пиловугільного факела і обчислення повторити.

На підставі даної методики розрахунку було розроблено комп'ютерну програму в середовищі Microsoft Excel і розраховані 4 варіанти горіння: 100% Донецький АШ, 100% пісне вугілля і 2 бінарні вугільні суміші АШ і П.

Таблиця 3.4 – Результати позонного розрахунку топки котла ТП-15

Назва	Розмірність	Номера варіантів			
		1	2	3	4
Марка палива	—	АШ	П	67%АШ 33%П	67%П 33%АШ
Втрати тепла:	%				
від хімічного недопалу		0	0	0	0
від механічного недопалу		5	1	4	2.5
з відхідними газами		6.14	6.33	6.17	6.27
з шлаком		0.198	0.277	0.2	0.26893
в довкілля		0.52	0.52	0.52	0.52
ККД котла	%	88.1	91.871	89.1	90.4
Розрахункова витрата палива	кг/год	25251.5	23073.2	24478.0	23758.2
Адіабатична температура	°C	2178.61	2195.25	2189.3	2185.68
Коефіцієнт надлишку повітря	—	1.1	1.11	1.11	1.11
Температура рідкого стану золи	°C	1392	1557	1445	1500

За результатами позонного теплового розрахунку топки (рис. 3.33) при спалюванні АШ з коефіцієнтом надлишку повітря в топці ( $\alpha_m$ ) 1,1 температура шлаку в зоні поду 1484°C трохи нижче температури нормального РШВ 1492°C. В цьому випадку для забезпечення сталого шлаковидалення необхідне підсвічування шляхом подачі в топку природного газу  $\sim 2400 \div 2700 \text{ м}^3/\text{год}$ . У той же час при спалюванні П з  $\alpha_m$  1,11 температура шлаку в зоні поду за рахунок більшої калорійності складе 1581°C при температурі РШВ 1657°C.

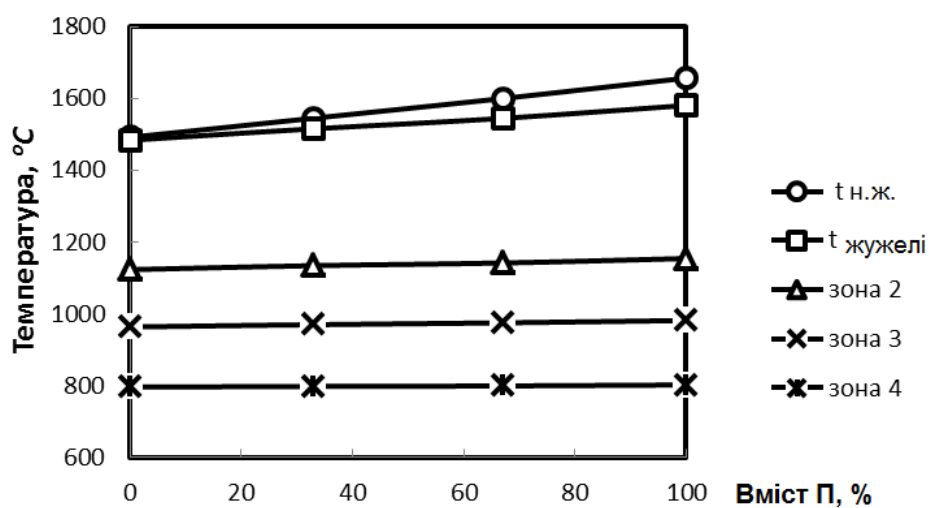


Рисунок 3.33 – Залежність температури забруднень від частки пісного вугілля (П)

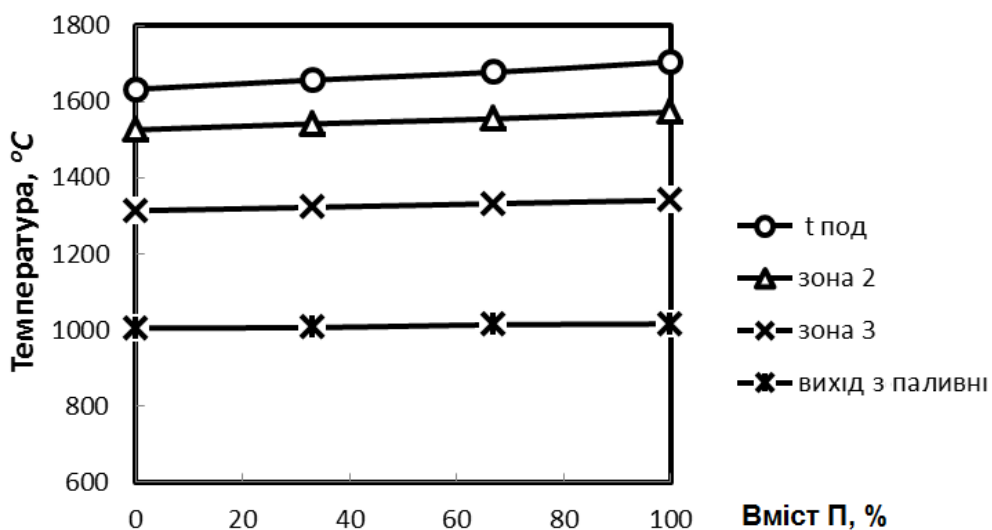


Рисунок 3.34 – Залежність температури газопилового потоку від частки пісного вугілля

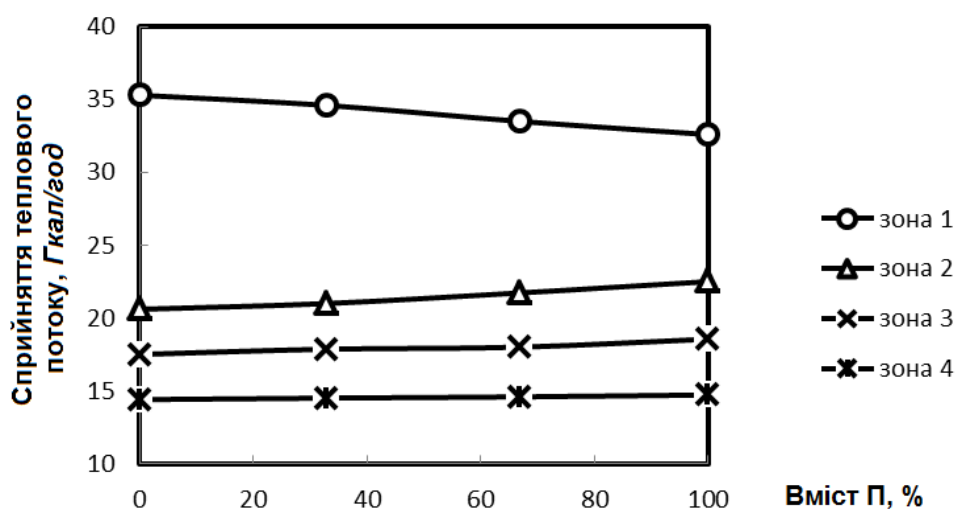


Рисунок 3.35 – Залежність теплосприйняття в зонах від частки пісного вугілля

При спалюванні бінарної суміші АШ і П з  $\alpha_m 1,11$  температура шлаку в зоні поду менше, ніж температура нормального РШВ вугілля П, але більше, ніж температура РШВ Донецького АШ. При цьому можна розраховувати на стабільне РШВ за рахунок більш легкоплавкого шлаку АШ, що при витіканні захопить із собою більш тугоплавкий шлак пісного вугілля.

Зі збільшенням вмісту в суміші пісного вугілля з тугоплавким шлаком, при збільшенні температури пилогазового потоку на поду зони 1 (рис. 3.34) теплосприйняття в ній знижується (рис. 3.35) за рахунок нарощування гарнісажного шару на стінках. Але оскільки у всіх інших зонах температура шару забруднень не досягає рівня температури розм'якшення золи (рис. 3.33), на їх стінки шлак не осідає. Тому в кінці зон теплосприйняття зростає за рахунок більшої температури факелу від більш калорійної паливної суміші, знижуючи температуру пилогазового потоку на виході практично до рівня, що й при спалюванні АШ.

Безпосередньо самі досліді проводились на котлі ТП-15 Дарницької ТЕЦ, а їх результати наведені в табл. 3.5 та 3.6.

Таблиця 3.5 – Результати випробувань котла ТП-15 при спалюванні суміші АСШ та П

Назва	Розмірність	Значення	Значення
Паропроодуктивність котла	$m/год$	200	200
Паливо	-	АСШ/П–33/67	АСШ/П–50/50
Вологість, $W^r$	%	12.94	12.74
Зольність, $A^r$	%	10.75	15.84
Вихід летких, $V^{daf}$	%	7.85	6.85
Витрата газу на підсвічування	$нм^3/год$	3800	4200
Температура факелу в льотці	$^{\circ}C$	1480-1500	1480-1500
Температура на рівні пальників	$^{\circ}C$	1700-1740	1650-1700
$O_2$ в режимному січенні	%	2.2-5.1	2.2-3.9
$CO$ в режимному січенні	$мг/нм^3$	51-169	51-126
Вміст горючих в золі виносу	%	51.72	79.92
Характер шлаковидалення	-	в'язке	в'язке

Таблиця 3.6 – Результати випробувань котла ТП-15 при спалюванні суміші Донецького АШ та П

Назва	Розмірність	Значення	Значення	Значення	Значення	Значення
Паропродуктивність котла	$t/год$	200	200	200	200	200
Паливо	-	АШ 100%	АШ/П–67/33	АШ/П–50/50	АШ/П–33/67	П
Вологість, $W^*$	%	10.14	10.98	11.29	8.9	11.67
Зольність, $A^*$	%	17.73	17.61	17.28	15.0	14.30
Вихід летких, $V^{daf}$	%	7.2	8.45	7.68	10.74	12.86
Витрата газу на підсвічування	$нм^3/год$	2750	1900	1900	1750	3800-3000
Температура шлаку	$^{\circ}C$	1360-1370	1290-1415	1326-1420	1333-1393	1310-1405
Температура факелу в льотці	$^{\circ}C$	1400-1410	1470-1530	1480-1520	1465-1526	1480-1580
Температура на рівні пальників	$^{\circ}C$	-	1550-1720	1575-1693	1649-1718	1538-1751
$O_2$ в режимному перерізі	%	7.0-8.8	6.3-7.7	5.2-6.2	5.3-6.4	1.8-5.1
$CO$ в режимному перерізі	$мг/нм^3$	86-172	147-170	77-139	78-136	38-1170
Вміст горючих в золі виносу	%	38.25	16.93	19.6	31.94	34.0
Характер шлаковидалення	-	вільне	вільне	вільне	вільне	в'язке



Хоча за результатами випробувань котла ТП-15 на бінарній суміші АСШ і П (табл. 3.5) спостерігається підвищення температури в нижній частині топки в усіх співвідношеннях суміші необхідне газове підсвічування  $\geq 3800 \text{ м}^3/\text{год}$ , так як обидві марки вугілля мають високу температуру нормального РШВ, а вміст механічного недопалу є економічно невиправданим.

Можливим способом спалювання суміші АСШ і П є використання активатора горіння, SP. Z O.O. Prima (Польща), який довів позитивний вплив на зменшення механічного недопалу і полегшення РШВ [89, 95, 102-104].

Теплотехнічні випробування при спалюванні Донецького АШ на котлі ТП-15 проводилися з метою визначення вихідних характеристик його роботи для подальшого порівняння з режимами спалювання бінарних сумішей, особлива увага при проведенні дослідів приділялася характеру виходу рідкого шлаку. Слід зазначити, що в дослідях спалювання суміші АШ і П (табл. 3.6) підвищений вміст горючих в золі в основному пов'язаний з низькою зольністю Калтанського П, а не зі ступенем випалювання вуглецю. Під час проведення випробувань тонина помолу суміші становила  $\sim R_{90}=10\%$ .

За результатами випробувань суміші АШ і П 67/33 (табл. 3.6) відзначено можливість безпечного її спалювання зі зниженим газовим підсвічуванням.

При переході на спалювання суміші 50/50 (табл. 3.6) видимих змін в роботі котла не спостерігалось. Виходячи з того, що вміст П збільшився, була спроба зменшити витрату природного газу на підсвічування з  $1900 \text{ м}^3/\text{год}$  до  $1500 \text{ м}^3/\text{год}$ . Протягом 2-х годин спостерігалось поступове зниження температури шлаку до повного припинення його виходу. Повернення витрати газу до  $1900 \text{ м}^3/\text{год}$  дозволило відновити нормальний режим РШВ.

Завдяки меншій твердості вугілля П і збільшення його концентрації в суміші одну пилесистему зупинили, а тонину помолу зменшили до  $\sim R_{90}=12\%$ .

За результатами випробувань спалювання бінарної суміші АШ/П в співвідношенні 33/67 (табл. 3.6) підтверджена прогнозована за результатами позонного теплового розрахунку топки можливість її безпечного спалювання зі зниженим газовим підсвічуванням  $\sim 1750 \text{ м}^3/\text{год}$  при збереженні умов РШВ.

Але, при переході на імпортоване вугілля марки П, виникла ціла низка проблем, а саме: по-перше у деяких партіях пісного вугілля, що надійшло на склад Дарницької ТЕЦ вихід летких речовин перевищував межу безпечного спалювання ( $V^{daf} > 18\%$ ), що потребує розбавлення його менш реакційним вугіллям; по-друге тугоплавка зола погано виводиться з котлоагрегату, накопичуючись в значній кількості на поді котла, що вимагає його зупинки для розшлакування; по-третє, залишається не вирішена проблема зі стабільним постачанням вугілля на ТЕЦ та накопичення його на зимові періоди.

Розбавлення золою пісного вугілля знижує до безпечного рівня вихід летких речовин та температуру плавкості золи суміші, що дозволить рідкій золі антрациту, витікаючи із котла, «захоплювати» із собою тугоплавку золу вугілля марки П. Також допалювання залишкового вуглецю золи виносу (вміст якого  $\sim 20-30\%$ ), викликає зацікавленість з точки зору економії вугілля.

Результати технічного аналізу вугілля марки П та золи з золовідвалу, що в подальшому спалювались під час дослідів наведено у таблиці 3.7:

Таблиця 3.7 – Характеристики золи антрациту та вугілля марки «П»

Параметр	$W^r, \%$	$W^a, \%$	$A^a, \%$	$A^d, \%$	$A, \%$	$V^{daf}, \%$	$V^a, \%$	$S^a, \%$	$S^r, \%$	$Q_i^r, \text{ккал/кг}$ (МДж/кг)
Вугілля П	8,83	0,78	20,05	20,21	18,42	13,42	10,62	1,50	1,35	5839 (24,45)
Зола	12,4	0,12	73,20	73,29	64,20	6,18	1,65	0,48	0,42	1003 (4,20)

З результатів аналізу калорійності видно, що її суттєве зниження дає робоча волога. Тобто, якщо в подальшому використовувати золу виносу, то краще її брати сухою та гарячою з рециркуляції, а не з золовідвалу. Тим більше, що підвищена вологість золи може перешкоджати процесу пилоприготування, погіршуючи розмельні та сушильні властивості пилосистеми і млина.

Спалювання суміші вугілля марок «АШ» та «П» без додавання золи виносу при співвідношенні 25/75%. Метою цього дослідів було визначення вихідних характеристик роботи котлоагрегата при спалюванні палива без додавання золи. В подальшому, вони були використані для порівняння з наступними режимами при спалюванні вугілля марки П у суміші з золою АШ.

Витрата природного газу на підсвічування складала  $2400 \text{ нм}^3/\text{год}$ . В подальшому така витрата газу зберігалась у всіх наступних дослідах.

Спалювання суміші золи «АШ» та вугілля «П». Приготування суміші відбувалося на підготовленій площадці паливного складу шляхом багаторазового перемішування ковшем навантажувача штабеля вугілля та золи.

Таблиця 3.8 – Основні показники спалювання бінарних сумішей вугілля

Склад бінарної суміші палива	АШ25%/ П75%	П90%/ зола10%	П80%/ зола20%
Парове навантаження котла, $\text{т}/\text{год}$	217	213	220
Тиск в барабані, $\text{кгс}/\text{см}^2$	102	101	100
Температура перегрітої пари, $^{\circ}\text{C}$	526	536	540
Тиск перегрітої пари, $\text{кгс}/\text{см}^2$	93	92	91
Температура живильної води, $^{\circ}\text{C}$	224	226	225
Тиск живильної води, $\text{кгс}/\text{см}^2$	147	148	148
Тиск гарячого повітря, $\text{кгс}/\text{м}^2$	212/220	190/200	210/210
Тиск холодного повітря, $\text{кгс}/\text{м}^2$	358/344	340/320	319/319
Температура гарячого повітря, $^{\circ}\text{C}$	288/288	315/325	312/312
Розрідження в топці, $\text{мм в. ст.}$	-0,4	-0,5	-1,0
Температура відхідних газів, $^{\circ}\text{C}$	134/101	136/103	150/101
Вміст $\text{O}_2$ в режимному перетині, %	3,9/3,7	4,5/4,2	3,6/2,8
Вміст $\text{CO}$ в режимному перетині, $\text{ppm}$	93/82	29/41	31/42
Вміст $\text{CO}_2$ в режимному перетині, %	15	14	13
Вміст $\text{NO}_x$ в режимному перетині, $\text{ppm}$	722	912	922
Витрата газу на підсвічування, $\text{нм}^3/\text{год}$	2400	2400	2400
Температура ширм, відм. 30м, $^{\circ}\text{C}$	1040	1030	1040
Температура факелу на рівні пальників, $^{\circ}\text{C}$	1541	1557	1594
Температура факелу в льотці, $^{\circ}\text{C}$	1504	1515	1523
Температура шлаку в льотці, $^{\circ}\text{C}$	1386	1398	1401
Вміст горючих у золі виносу, %	29	22	16

В досліді з додаванням 10% золи суттєвих змін в роботі котлоагрегату не спостерігалось. Витрата природного газу на підсвічування не змінювалась і складала  $2400 \text{ нм}^3/\text{год}$ . Режим виходу рідкого шлаку також залишився без змін.

Збільшення частки леткої золи до 20% суттєво підвищило зольність суміші до  $A^d=28,97\%$  та знизило калорійність до  $Q_i^r=4634 \text{ ккал/кг}$  ( $19,40 \text{ МДж/кг}$ ) у пробі сирого вугілля та до  $3879 \text{ ккал/кг}$  ( $16,24 \text{ МДж/кг}$ ) у вугільному пилу. Та навіть при таких показниках якості палива витрата природного газу на підсвічування не збільшилась при збереженні всіх параметрів роботи котла.

При проведенні досліді з додаванням 20% леткої золи до суміші були помічені наступні зміни в режимі спалювання, а саме:

- підвищення температури факелу на рівні пальників на  $30-50^\circ\text{C}$ ;
- підвищення температури факелу у льотці на  $10-15^\circ\text{C}$ ;
- поліпшення виходу рідкого шлаку та часткове розшлакування льоток.

Слід зазначити, що при візуальному спостереженні, кількість виходу рідкого шлаку збільшилась не пропорційно від збільшення потрапляння золи з вугілля та леткої золи антрациту. Це свідчить про виплавляння з котлоагрегату золи, яка була раніше накопичена у нижній частині топки. Таке явище може бути пояснене тим, що легкоплавка зола антрациту при кондуктивній теплопередачі добре розігріває та розплавляє тугоплавку золу пісного вугілля і захоплює її разом з собою до системи шлаковидалення [107].

Протягом усіх експериментів значення  $V^{daf}$  не перевищувало 15%, що було важливою вимогою з точки зору пожежної безпеки при проведенні дослідів.

При додаванні леткої золи до палива, його зольність дещо збільшується, а разом із цим збільшується витрата паливної суміші на котел. При цьому слід очікувати збільшення витрат електроенергії на власні потреби (витрати електроенергії на млини, млинові вентилятори, пилососильники, тощо). В даній роботі не ставилось завдання з визначення змін витрат на власні потреби при роботі котлів з додаванням леткої золи. Але, в рамках даної роботи, той обсяг вимірювань, що був виконаний та характеризував витрату на власні потреби очевидних змін та закономірностей не виявив.

Теплотехнічні випробування при спалюванні бінарних сумішей вугілля марки П (РФ) і вугілля ПАР, характеристики яких представлені в табл. 3.3, в співвідношеннях 2/1-ПАР/П, 1/1-ПАР/П, 100% ПАР виконувалися покроково для фіксації режимів при різних навантаженнях з метою визначення обсягів продуктів згоряння, розподілу температур по висоті топки, оптимальних режимів спалювання без підсвічування природним газом, забезпечення стабільного рідкого шлаковидалення, ступеня вигорання палива та екологічних параметрів роботи (викидів у відхідних газах).

За результатами досліджень (табл. 3.9) можна стверджувати, що котли ТПП-210А Трипільської ТЕС здатні безпечно і без шлакування спалювати як суміш вугілля марок П (РФ)/ПАР, так і 100% вугілля ПАР без конструктивних доробок систем пилоприготування і підсвічування факела природним газом у всьому діапазоні навантажень. Найоптимальнішою виявилась комбінація П/ПАР в співвідношенні 2/1 з найменшим вмістом горючих в золі виносу.

Таблиця 3.9 – Результати спалювання суміші вугілля ПАР і П в котлі ТПП-210А

Назва	Розмір- ність	Вугілля ПАР 100%		Суміш П/ПАР в співвідношенні 1/1		Суміш П/ПАР в співвідношенні 2/1	
		А	Б	А	Б	А	Б
Корпус	-	А	Б	А	Б	А	Б
Паропроductивність	$m/год$	449	485	398	383	397	401
Вологість, $W^a$	%	1.0		0.6		0.9	
Зольність, $A^r$	%	25.9		25.7		18.8	
Вихід летких, $V^{daf}$	%	14.8		12.1		13.0	
Вміст горючих в золі виносу	%	8.0		7.5		6.0	
Тонина помолу, $R_{90}$	%	9.1		9.8		10.3	
Температура в поворотній камері	°C	1007	1018	944	952	1016	982
Температура в льотці	°C	1678	1669	1636	1676	1687	1654
O <sub>2</sub> в режимному січенні	%	1.5	1.8	3.8	3.7	4.4	4.6
CO в режимному січенні	$мг/м^3$	30	15	33	11	39	16
NO <sub>x</sub> в режимному січенні	$мг/м^3$	1228	1271	1330	1368	1652	1440

## Висновки

1. Проведено аналіз основних процесів та явищ, що впливають на горіння в топках. Досліджено основні проблеми, що виникають при їх роботі та зменшують енерго-екологічну ефективність котельного устаткування.
2. Для реальних експлуатаційних режимів котлів досліджено вплив динаміки перехідних процесів та теплотехнічних характеристик твердого палива на вміст горючих в золі виносу стосовно таких факторів, як: тривалість та кількість спалювання природного газу, зміна теплового навантаження котла, зміна режимних показників роботи котельного устаткування, тонина помелу та теплотехнічні характеристики непроектного твердого палива. Отримано емпіричні залежності впливу вищезазначених показників, які можна використовувати в експлуатації для оперативного прогнозування очікуваного вмісту горючих в золі виносу  $G_{вин}$ .
3. Доведено, що подача апробованої кількості каталізатора в тракт первинного повітря котла, суттєво впливає з позитивним ефектом на параметри топочного процесу при спалюванні вугілля марок П та АШ у всьому діапазоні робочих навантажень.
4. Доведено, що при застосуванні ДКГ-методу процес вигорання вугільного пилу на початковій ділянці полідисперсного факелу відбувається більш інтенсивно зі зменшенням механічного недопалу та підвищенням температурного рівня в ядрі факелу та льотках.
5. Доведено, що позитивний ефект при введенні каталізатору горіння проявляється в перші 10 хв роботи котла, а стабілізація ефекту проходить протягом 2-ох годин. Застосування ДКГ-методу дозволило виключити підсвічування пиловугільного факелу АШ природним газом на мінімальних та гранично-мінімальних навантаженнях, внаслідок підвищення стійкості та стабільності процесу горіння в топках. Також при введенні каталізатору горіння покращується режим рідкого шлаковидалення.

6. Виконаний позонний тепловий розрахунок топки котла ТП-15, який підтвердив прогнозовану можливість безпечного спалювання бінарної суміші вугілля АШ і П зі зниженим газовим підсвічуванням  $\sim 1750 \text{ нм}^3/\text{год}$  при збереженні умов рідкого шлаковидалення.

7. Випробування бінарної суміші АСШ і П на котлі ТП-15 показали підвищення температури в нижній частині топки з необхідністю газового підсвічування  $\geq 3800 \text{ нм}^3/\text{год}$ , так як обидві марки вугілля мають високу температуру нормального рідкого шлаковидалення, а вміст механічного недопалу в дослідях є економічно невиправданим.

8. Проведені випробування довели можливість використання в якості палива суміші вугілля марки П з легкою золою антрациту без погіршення якісних показників роботи котлоагрегату ТП-15 та без додаткового збільшення витрати природного газу на підсвічування. Проте зниження витрати вугілля буде зовсім незначним, тому слід розглядати додавання золи лише як спосіб зниження газового підсвічування за рахунок покращення текучості шлаку.

9. Котли ТПП-210А здатні безпечно спалювати суміш вугілля П/ПАР і 100% вугілля ПАР без конструктивних доробок систем пилоприготування і газового підсвічування факела у всьому діапазоні навантажень.

10. Отримані в експериментах результати дають можливість стверджувати, що характеристики горіння факелу (температурний режим в топці, величина підсвічування, ступінь випалювання) бінарної суміші подібні характеристикам пиловугільного факелу з вищою реакційною здатністю. Тобто пісне вугілля з раннім займанням швидше зможе прогріти частинки пилу АШ з більшою енергією активації, чим посприє їх кращому займанню, підтверджуючи тим самим наявність синергетичного ефекту в процесах спалювання сумішей різних марок вугілля.

11. За результатами усіх досліджень автором проведено аналіз отриманих та розрахованих даних, а також описані рекомендації по доцільності застосування в експлуатації кожного з дослідів з міркувань енерго-екологічної ефективності роботи котельного устаткування.

## РОЗДІЛ 4

### МЕТОДИ ОЦІНЮВАННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ ЕНЕРГЕТИЧНИХ КОТЛІВ ТА НОВІ СПОСОБИ СПАЛЮВАННЯ НТП

В даному розділі на основі попередніх розрахунків та досліджень із застосуванням методу енергетичних матриць розроблено алгоритм, програму та методику для розрахунку ефективності роботи котла. Розроблено нові способи інтенсифікації процесу спалювання та переведення антрацитових котлів на НТП для реальних експлуатаційних навантажень.

#### 4.1 Узагальнений метод визначення ефективності роботи котлів з використанням енергетичних матриць

Відхилення та часта зміна теплотехнічних показників твердого палива від проектних значень призводить до зниження максимальної потужності котлів, а відповідно і до зменшення ефективності роботи, особливо з пиловугільним спалюванням, що супроводжується значним механічним недопалом.

В сучасних економічних умовах, для більшості електростанцій де спалюється НТП, актуальною постає проблема оперативного визначення показників ефективності роботи котлів для корегування експлуатаційних режимів їх роботи та зменшення питомої витрати палива.

##### 4.1.1 Матеріальний та енергетичний баланс електростанції

Енергетичний баланс, дозволяє розглядати всі види енергії, в тому числі й хімічну, отриману в результаті окислювальних реакцій різних видів палива з виділенням великої кількості тепла, а також матеріальних ресурсів вхідної та вихідної частини складової у вигляді кінцевих продуктів протікання процесів. Зі всього вищенаведеного визначення стає очевидно, що неможливо скласти повний енергетичний баланс, не скориставшись матеріальним балансом. Зобразимо матеріальний баланс для електростанції у вигляді схеми.





Рисунок 4.1 – Матеріальний баланс електростанції

Згідно даної схеми можна скласти рівняння вигляду [108]:

$$\sum M_{сир} + \sum M_{мат} + \sum M_{пал} = \sum M_{прод} + \sum M_{відх} + \sum \Delta M_1, \quad (4.1)$$

де  $\sum M_{сир}$ ,  $\sum M_{мат}$ ,  $\sum M_{пал}$ ,  $\sum M_{прод}$ ,  $\sum M_{відх}$  – відповідно маса переробленої сировини, допоміжних матеріалів, палива, корисних вироблених продуктів та відходів виробництва;  $\sum \Delta M_1$  – втрати в процесі виробництва.

Провівши логічну паралель і беручи за основу рисунок 4.1, а також рівняння 4.1, зобразимо повний енергетичний баланс.



Рисунок 4.2 – Енергетичний баланс електростанції

Із наведеної схеми отримаємо наступне рівняння [108]:

$$I'_{ел} + I'_м + \sum I'_x + \sum I'_q = I''_{ел} + I''_м + \sum I''_{ел} + \sum I''_q + \sum \Delta I_x + \sum \Delta I_q, \quad (4.2)$$

де  $I'_{ел}$ ,  $I'_м$  – електрична та механічна енергія відповідно;  $\sum I'_x$  – сума величини хімічної енергії всіх матеріальних вхідних та вихідних потоків процесу (сировина, матеріали, паливо, продукція, відходи);  $\sum I'_q$  – теплова вхідна та вихідна ентальпія системи (випромінювання, теплопередача);  $\sum \Delta I_x$ ,  $\sum \Delta I_q$  –

відповідно втрати хімічної та термічної енергії в процесі. Одним штрихом в рівнянні позначені величини приходної частини балансу, двома – витратної.

Найчастіше такий баланс необхідний для визначення наступних факторів:

- визначення ефективності використання підведеного тепла;
- виявлення місць та причин виникнення втрат енергії;
- розроблення заходів, спрямованих на ліквідацію втрат, зниження кількості споживаної енергії;
- аналіз граничних показників споживання енергії та можливостей отримання супутніх матеріалів;
- підбір нового обладнання та енергозберігаючих технологій.

#### 4.1.2 Формування енергетичних матриць

Основними енергопродукуючими одиницями ТЕС та ТЕЦ є парові котли та турбіни. Задамо для розрахунку деякі параметри згідно вхідних та вихідних величин, запропонованого вище енергобалансу.



Рисунок 4.3 – Позначення вхідних та вихідних параметрів балансу

Раціональним є розгляд отримання питомої одиниці продукції за певний проміжок часу. Позначимо ці питомі величини як:  $X_1, X_2, X_3$  – відповідно електрична енергія ( $\text{кВт} \cdot \text{год}$ ), гаряча вода ( $\text{т/год}$ ), пара ( $\text{т/год}$ ).

З усього вищесказаного виникає питання – як співставити енергетичний баланс, загальний термодинамічний ККД системи, ККД окремих потоків, з урахуванням специфіки розподілу енергії, витрачання енергетичних носіїв та палива, із зазначенням проблемних ділянок при відомих вихідних параметрах.

Для цього застосуємо метод лінійного програмування, який дозволить знайти при прямому розрахунку оптимальні значення ККД, при зворотному розрахунку покаже ККД складових елементів системи.

Зобразимо параметри процесів, які відбуваються в котельних установках у вигляді єдиної таблиці, що надалі називатимемо енергетичною матрицею.

Таблиця 4.1 – Енергетична матриця

Вид сировини та її калорійність		Запас сировини	Кількість сировини, що йде на виготовлення одиниці продукції		
Калорійність	Паливо		$P_1$	$P_2$	$P_3$
$Y_1$	$M_1$	добовий	$X_1$	$X_2$	$X_3$
$Y_2$	$M_2$	добовий	$X_1$	$X_2$	$X_3$
$Y_3$	$M_3$	добовий	$X_1$	$X_2$	$X_3$
$Y_4$	$M_4$	добовий	$X_1$	$X_2$	$X_3$
–	$M_5$	добовий	$X_1$	$X_2$	$X_3$
Втрати ККД			$B_1$	$B_2$	$B_3$

Проведений аналіз матриці показує, що отримання одиниці продукції  $X_1$ ,  $X_2$ ,  $X_3$  неоднакове для кожного з видів палива вхідної частини рівняння  $M_1$ ,  $M_2$ ,  $M_3$ ,  $M_4$ ,  $M_5$ , воно є лише відсотковим співвідношенням, оскільки деякі види палива використовуються лише для періодичних технологічних операцій.

Розглянуті приклади розрахунків показали, що буре та кам'яне вугілля можуть використовуватися, як окремо одне від одного, так і у вигляді сумішей, навіть з природним газом. (Наприклад: на Трипільській ТЕС часто використовують суміш АШ та пісного вугілля  $S=0,7M_1+0,3M_2$ ).

Значення  $M_5$  – електричної енергії використаної на власні потреби в алгебраїчній сумі носитиме від'ємний знак. Також неможливим є порівняння одиниці продукції з різними розмірностями.

У процесі розрахунку були введені наступні величини:  $Z$ ,  $H$ ,  $I$ ,  $K$  – функції, що характеризують відсотковий склад  $X_1$ ,  $X_2$ ,  $X_3$  для отримання одиниці продукції в залежності від  $M_1$ ,  $M_2$ ,  $M_3$ ,  $M_4$ ,  $M_5$ . Таким чином, внісши зміни в енергетичну матрицю, на основі лінійного програмування можна отримати рівняння наступного вигляду:

$$Y_{1(2)}M_{1(2)} = Z(X_1, X_2, X_3), \quad (4.3)$$

$$Y_3M_3 = H(X_1, X_2, X_3), \quad (4.4)$$

$$Y_4M_4 = I(X_1, X_2, X_3), \quad (4.5)$$

$$Y_5M_5 = K(X_1, X_2, X_3), \quad (4.6)$$

Оскільки всі термодинамічні процеси, виражені рівняннями (4.3, 4.4, 4.5 та 4.6) протікають одночасно, то й рішення у них має бути спільне. Об'єднаємо представлені формули в одну систему рівнянь.

$$\left\{ \begin{array}{l} Y_{1(2)}M_{1(2)} = Z(X_1, X_2, X_3), \\ Y_3M_3 = H(X_1, X_2, X_3), \\ Y_4M_4 = I(X_1, X_2, X_3), \\ Y_5M_5 = K(X_1, X_2, X_3). \end{array} \right. \quad (4.7)$$

Фізичним змістом даної системи є відображення паливно-енергетичного балансу електростанції.

#### 4.1.3 Ексергія палива

Будь-який вид енергії першої групи, що володіє необмеженою здатністю до перетворення, з технічної точки зору, як правило, цінніший, «якісніший» ніж форми енергії інших груп, оскільки з енергії першої групи завжди можна отримати будь-яку енергію інших груп, але не навпаки.

Визнання якісного розходження означає, що безпосереднє підсумовування та співставлення різних видів енергії другої та третьої груп недопустиме. Для їх порівняння потрібно кількісно оцінити енергію з урахуванням її якісних характеристик єдиною величиною. Такою мірою є ексергія – кількість роботи, яка може бути отримана зовнішнім приймачем енергії при оборотному впливі термодинамічної системи (потoku енергії) з навколишнім середовищем до встановлення повної рівноваги при її параметрах  $p_0$  та  $T_0$  [108,109].

Інакше кажучи, ексергія – максимально корисна працездатність тіла. Визначити ексергію можна за наступною формулою [108]:

$$L_{\max} = (I_1 - I_0) - T_0 \cdot (S_1 - S_0), \quad (4.8)$$

де  $I_0$ ,  $S_0$  – відповідно ентальпія та ентропія робочого тіла в стані рівноваги з навколишнім середовищем,  $\text{кДж/кг}$ ,  $\text{кДж/кг}\cdot\text{град}$ .

Правильне визначення кількості енергії, що вноситься в процес горіння разом із паливом, є надзвичайно важливим завданням, оскільки її частка у вхідній частині структури енергобалансу більшості енергетичних процесів, як правило, є найбільш значною.

Калориметричні характеристики палива, які входять в теплотехнічні розрахунки, значною мірою визначають показники процесу горіння, а ті в свою чергу, істотно позначаються на виборі відповідного теплотехнічного устаткування, з оцінюванням його енергетичної ефективності та функціональності. Звідси стає зрозумілим, наскільки важливо правильно вибрати початкову енергетичну характеристику палива для проведення теплотехнічних розрахунків.

Найчастіше, в якості подібної розрахункової одиниці для енергетичного палива застосовують нижчу робочу теплоту згоряння  $Q_i^r$ , що означає штучне зниження енергетичних витрат на проведення різних теплотехнічних процесів та завищення їх ККД.

В даний час існують відносно нові, більш універсальні енергетичні характеристики палива – їх хімічна енергія та ексергія. У роботі [108] наведено цілу низку порівняльного аналізу різноманітних методик (Рант, Шаргут та Петела, Ши та Фан, Захаров і т.д.) визначення наведених величин. Основна їхня ідея полягає в тому, що тверде паливо умовно розглядається як суміш горючих елементів вуглецю ( $C$ ), сірки( $S$ ) та вільного водню ( $H$ ), який залишається в надлишку після зв'язування всього кисню у вигляді води. Вважаючи, що хімічна ексергія елементів  $C$ ,  $H$  та  $S$  незначно відрізняються від теплоти їх згоряння, та прирівнявши до нуля ексергію води, що міститься в паливі, отримаємо наступну залежність:

$$e = Q_i^r, \quad (4.9)$$

Оскільки нижча теплота згоряння, це виділена тілом енергія без урахування втрат на випаровування вологи палива, тому вчені Шаргут і Петела спробували внести уточнення у вираз запропонований Рантом, шляхом більш повного розгляду хімічного складу палива. Вони розробили кореляційні формули, які є відношенням нормальної хімічної ексергії до теплоти згоряння та чисел, що характеризують хімічний відсотковий склад палива. В якості таких одиниць прийняті масові співвідношення  $H/C$ ,  $O/C$ ,  $N/C$ ,  $S/C$ .

При використанні апроксимуючого рівняння для технічного палива основне значення має точність визначення вільного члена та коефіцієнтів при  $H/C$ ,  $O/C$ . Використовуючи розроблену методику для сухого органічного палива з малим ступенем окислення (вугілля: буре та кам'яне, кокс, торф), автори [108,109] отримали наступні формули:

$$\alpha = e_x^{num} / Q_i^r = 1,0437 + 0,1896 \cdot \left( \frac{H}{C} \right) + 0,0617 \cdot \left( \frac{O}{C} \right) + 0,0428 \cdot \left( \frac{N}{C} \right), \quad (4.10)$$

Дана формула відноситься до сухої органічної маси палива, що не містить у своєму складі сірки ( $e_x^{num}$  – питома ексергія даного палива).

Розрахункова формула для твердого технічного палива із врахуванням складових на робочий стан матиме наступний вигляд:

$$e_x = (Q_i^r + r_{\text{сол}} \cdot W^r) \left( 1,0437 + 0,1896 \left( \frac{H^r}{C^r} \right) + 0,0617 \left( \frac{O^r}{C^r} \right) + 0,0428 \left( \frac{N^r}{C^r} \right) + 0,0971 \left( \frac{S^r}{C^r} \right) \right) \quad (4.11)$$

де  $r_{\text{сол}}$  – питома теплота пароутворення;  $\frac{H^r}{C^r}$ ,  $\frac{O^r}{C^r}$ ,  $\frac{N^r}{C^r}$ ,  $\frac{S^r}{C^r}$  – відповідно відношення масових часток водню, кисню, азоту та сірки до частки вуглецю.

Проведені обрахунки засвідчили, що рівні початкового відліку використані за методом Шаргута нижчі, ніж за Рантом на величину нульової хімічної ексергії. Передумови та припущення, закладені в її розрахунок, утворюють складну структуру послідовності визначення цієї характеристики. Отримані похибки призводять до того, що набагато легше використовувати ряд термодинамічних констант, які дозволяють визначити хімічну енергію та ексергію з аналогічною точністю.

Наперед знаючи різницю в початках відліку, можна вважати нульову ексергію визначену за Шаргутом як вищу, а за Рантом нижчу. Шляхом виключення залишкової ексергії формула (4.10) набуде вигляду:

Для антрациту та пісного вугілля:

$$e_{i(x)}^r = \left( 1,009 + \left( \frac{0,131 \cdot O^r + 0,116 \cdot W^r}{100 - A^r - W^r} \right) \right) \cdot Q_i^r, \quad (4.12)$$

Для бурого вугілля:

$$e_{i(x)}^r = \left( 0,978 + \left( \frac{0,267 \cdot O^r + 0,103 \cdot W^r}{100 - A^r - W^r} \right) \right) \cdot Q_i^r, \quad (4.13)$$

Для природного газу:

$$e_{i(x)}^r = 1,01 \cdot Q_i^r, \quad (4.14)$$

Значення теплоти згоряння низькосортного Донецького антрацитового штибу (АШ) згідно джерела [87]  $Q_i^r = 4355 \text{ кДж/кг} = 18,23 \text{ МДж/кг}$ .

Отже, використавши формулу (4.12) отримаємо:

$$e_{i(x)}^r = \left( 1,009 + \left( \frac{0,131 \cdot 1,5 + 0,116 \cdot 8,5}{100 - 34,8 - 8,5} \right) \right) \cdot 4355$$

$$e_{i(x)}^r = 4485 \text{ ккал/кг} = 18,792 \text{ МДж/кг}$$

Використавши теплотехнічні характеристики та робочу нижчу теплоту згоряння деяких видів палива згідно [87], та застосувавши для обрахунків формули (4.12-4.14) можна порахувати ексергетичні еквіваленти калорійності (енергетичну характеристику палива).

Таблиця 4.2 – Енергетична характеристика палива

Вугілля	Марка	$Q_i^r$ , ккал/кг (МДж/кг)	$e_x$ , ккал/кг (МДж/кг)
Донецьке	Д	4120 (17,25)	4231 (17,71)
Донецьке	Г	4520 (18,92)	4700 (19,68)
Донецьке	П	4920 (20,60)	5031 (21,06)
Донецьке	АШ	4355 (18,23)	4485 (18,78)
Львівсько-Волинське	Г	4650 (19,47)	4837 (20,25)
Природний газ	Шебелинське родовище	8500 (35,59)	8585 (35,94)

#### 4.1.4 Розширений вигляд енергетичної матриці котлів

Запропонована автором модель (вираз 4.7) в правій частині своїх рівностей має літерні позначення вигляду:  $Z, H, I, K$ , які виражають функціональні залежності отримання одиниці продукції від якості та кількості палива. Крім цього складена система рівнянь не достатньо чітко показує втрати енергії та ексергії, як це відображено в рівняннях енергетичного балансу котла. Логічно буде припустити, що дані функції – це і є значення тепловтрат та корисно витраченої енергії теплового процесу котельного агрегату, які розраховуються наступним чином:

$$Q_i^r = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6, \quad (4.15)$$

де  $Q_1$  – кількість тепла, корисно сприйнятого в котельному агрегаті поверхнями нагріву (пара, гаряча вода),  $\text{кДж/кг}$ ;  $Q_2$  – кількість тепла, втрачене з відхідними газами,  $\text{кДж/кг}$ ;  $Q_3$  – кількість тепла, втрачена з хімічним недопалом,  $\text{кДж/кг}$ ;  $Q_4$  – кількість тепла, втрачена з механічним недопалом,  $\text{кДж/кг}$ ;  $Q_5$  – кількість тепла, втрачена через обмурівку котла в навколишнє середовище,  $\text{кДж/кг}$ ;  $Q_6$  – кількість тепла, втраченого з фізичним теплом шлаку,  $\text{кДж/кг}$ .

Залежність між кількісними втратами ( $\text{кДж/кг}$ ) та відсотковими втратами тепла (%) матиме наступний вигляд:

$$\eta_n = \frac{Q_n}{Q_i^r}, \quad \text{при } n=1 \dots 6 \quad (4.16)$$

Тоді всі значення  $Q_n$ , що фігурують в формулі (4.15), використавши перетворення за допомогою рівності (4.16), можна виразити через значення тепловтрат  $\eta_n$ , що розраховуються за формулами (2.29, 2.37, 2.39, 2.50, 2.52, 2.53, 2.54 та 2.55).

Ліва ж частина математичної моделі (рівняння 4.7) по суті є добутком  $(Y_i \cdot M_i)$  кількості спалюваного палива на його питому теплотворну здатність, що пов'язано з поняттям працездатності тепла та його ексергією. З усього вищесказаного можна зробити висновок про те, що:



$$Y_i \cdot M_i = e_{i(x)}^r, \quad (4.17)$$

Співставивши (ототожнивши) вищеописані залежності отримаємо рівняння наступного вигляду:

$$\sum e_{i(x)}^r = f(Q_i^r) = f(Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6), \quad (4.18)$$

$$I'_{el} + I'_m + \sum e_{i(x)}^r = I''_{el} + I''_m + f(Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6), \quad (4.19)$$

Приведемо рівняння (4.19) до ексергетичних одиниць:

$$I'_{el} + I'_m + \sum e_{i(x)}^r = I''_{el} + I''_m + f(E_1 + E_2 + E_3 + E_4 + E_5 + E_6), \quad (4.20)$$

Очевидним також є і те, що при складанні енергетичних матриць необхідно враховувати не тільки різницю використаних паливних енергетичних ресурсів але й спрямованість роботи котельного агрегату. Інакше кажучи, розглядати роботу станцій в конденсаційному режимі, або ж з одержанням супутніх продуктів тепломеханічних процесів у вигляді гарячої води та пари. Тому можна запропонувати три основні форми запису розрахункової енергетичної матриці в розгорнутому вигляді: для одного котла при спалюванні різних видів палива, для групи котлів, комбінована форма запису 2-ох попередніх видів.

Тобто стає очевидним, що метод енергетичних матриць є універсальним. З його допомогою можна порахувати ефективність роботи будь-якого котельного агрегату на різних видах палива в наступному вигляді:

Таблиця 4.3 – Розширена енергетична матриця парового котла

Вугілля	Марка	$e_x$ , ккал/кг (МДж/кг)	Напрям використання						Баланс %
			$E_1$	$E_2$	$E_3$	$E_4$	$E_5$	$E_6$	
Донецьке	Д	4231 (17,71)	X	X	X	X	X	X	100
Донецьке	Г	4700 (19,68)	X	X	X	X	X	X	100
Донецьке	П	5031 (21,06)	X	X	X	X	X	X	100
Донецьке	АШ	4485 (18,78)	X	X	X	X	X	X	100
Львівсько-Волинське	Г	4837 (20,25)	X	X	X	X	X	X	100
Природний газ	Шебелинське родовище	8585 (35,94)	X	X	X	-	X	-	100

#### 4.2 Економічна ефективність додавання каталізатору горіння

У розділі 3. доведено, що подача каталізатору горіння позитивно впливає на ефективність роботи котлоагрегатів, що спалюють АШ.

На рис. 4.4 зображено усереднене зменшення горючих в золі виносу ( $\Gamma_{вин}$ ) для трьох типів котлів при роботі на АШ. Суцільною лінією тренду зображено  $\Gamma_{вин}$  без додавання каталізатору, пунктирною лінією –  $\Gamma_{вин}$  при додаванні в тракт первинного повітря каталізатору в робочому діапазоні паропроductивності.

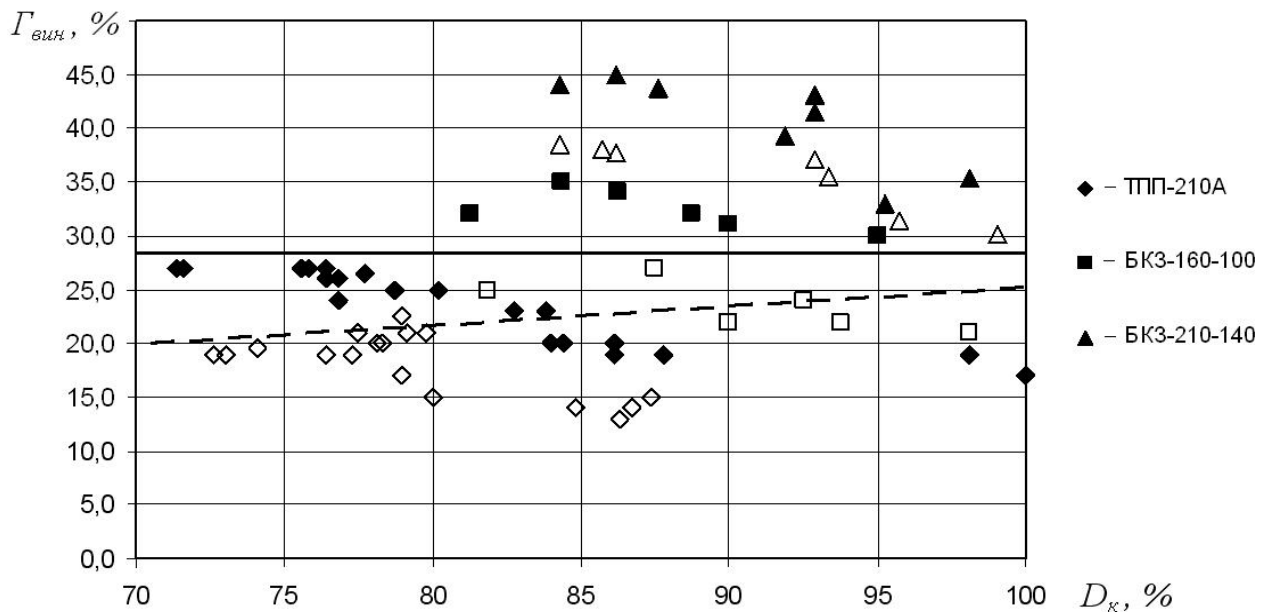


Рисунок 4.4 – Усереднена зміна вмісту горючих в золі виносу

В діапазоні 70-ти відсоткового навантаження ( $D_k=70\%$ ) різниця горючих в золі виносу становить  $\Delta\Gamma_{вин}=8\%$ . При максимальному навантаженні ( $D_k=100\%$ )  $\Delta\Gamma_{вин}=3\%$ . Тоді очевидним є те, що на кожні 6% зменшення парового навантаження зміна механічного недопалу збільшується на 1%.

Апроксимувати графік рис. 4.4 можна наступною лінійною залежністю:

$$\Gamma_{вин(x)}^{кат(+)} = \Gamma_{вин(сер)}^{кат(-)} - \Delta\Gamma_{вин}^N, \quad (4.21)$$

де  $N$  – безрозмірний показник степеня, що залежить від відсоткової паропроductивності ( $D_k$ ) та визначиться, як:

$$N = \frac{D_{к(100)} + 3 \cdot (D_{к(100)} - D_{к(x)})}{D_{к(100)}}, \quad (4.22)$$

де  $D_{\kappa(100)}$ ,  $D_{\kappa(x)}$  – номінальне та поточне від номінального значення паропродуктивностей котлоагрегату, %.

Зробимо перевірку правильності даної лінійної залежності (4.21) згідно графіка усереднених значень механічного недопалу котлів при роботі на АШ (рис. 4.4) на навантаженні 70% по паропродуктивності.

Безрозмірний показник степеня  $N$  становитиме:

$$N = \frac{100 + 3 \cdot (100 - 70)}{100} = 1,9,$$

Тоді усереднене значення горючих в золі виносу при додаванні каталізатору горіння матиме значення:

$$\Gamma_{вин(x)}^{кат(+)} = 28 - 3^{1,9} \approx 20 \%,$$

Розраховане поточне значення механічного недопалу з додаванням каталізатора горіння на 70%-му паровому навантаженні котлоагрегату відповідає значенню згідно графіка 4.4, отже формули (4.21 та 4.22) є коректними та придатними для розрахунків.

Побудувавши подібні залежності як на рис. 4.4 та визначивши відповідні критеріальні коефіцієнти  $\Gamma_{вин(сер)}^{кат(-)}$  та  $\Delta \Gamma_{вин}^N$  (формули 4.21 та 4.22) для конкретного типу котла можна буде прогнозувати очікуваний вміст горючих в золі виносу при додаванні каталізатору горіння ( $\Gamma_{вин(x)}^{кат(+)}$ ), що на пряму показує ефективність та економічність протікання процесу горіння в камерних топках досліджуваних котлів.

Для розрахунку економічного ефекту від додавання каталізатору горіння скористаємось даними реального експлуатаційного режиму роботи котла БКЗ-210-140 Чернігівської ТЕЦ, зафіксованого під час експериментальних досліджень. Парове навантаження котлоагрегату становило 186  $t/god$ , що у відсотковому еквіваленті від номінального (240  $t/god$ ) становитиме:

$$D_{\kappa} = \frac{186}{240} \cdot 100 = 88,6 \%$$

Тоді безрозмірний показник степеня  $N$ , що залежить від відсоткової паропродуктивності ( $D_{\kappa}$ ) за формулою (4.22) визначиться, як:

$$N = \frac{100 + 3 \cdot (100 - 88,6)}{100} = 1,342$$

Значення горючих в золі виносу у розрахунковому режимі навантаження без каталізатора  $\Gamma_{вин(сер)}^{кат(-)}$  становило 41,9%.

Далі згідно формули (4.21) можна знайти усереднене значення горючих в золі виносу при додаванні каталізатору горіння в тракт первинного повітря:

$$\Gamma_{вин(88,6)}^{кат(+)} = 41,9 - 3^{1,342} = 37,53 \%$$

Після підстановки розрахункових значень робочої вологості  $W^r = 8,1\%$  та робочої зольності  $A^r = 18,8\%$  та врахувавши співвідношення  $A^d = 100 / (100 - W^r) \cdot A^r = 100 / (100 - 8,1) \cdot 18,8 = 20,46\%$ , значення механічного недопалу при додаванні каталізатору згідно формули (2.39) запишеться як:

$$q_4^{кат(+)} = 0,85 \cdot \frac{37,53}{100 - 37,53} \cdot \frac{98,23 \cdot 20,46}{97,33 - 20,46} = 13,35 \%$$

без каталізатору:

$$q_4^{кат(-)} = 0,85 \cdot \frac{41,9}{100 - 41,9} \cdot \frac{98,23 \cdot 20,46}{97,33 - 20,46} = 16,02 \%$$

Отже зменшення втрати тепла з механічним недопалом становитиме:

$$\Delta q_4 = 16,02 - 13,35 = 2,67\%$$

ККД котла брутто  $\eta_k^{бp}$  визначається по формулі (2.28):

$$\eta_k^{бp} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6), \%$$

Для подальших розрахунків введемо умову, що зміни решти тепловтрат (за виключенням механічного недопалу) практично не відбувається. Тоді очевидним є той факт, що збільшення ККД котельної установки при додаванні каталізатору горіння відбувається практично за рахунок зміни втрати тепла з механічним недопалом, тобто (з деяким допущенням відхилень):

$$\Delta q_4 \approx \Delta \eta_k^{бp} \approx 2,5\%$$

Для узагальнення характеристик роботи котельного устаткування на певному виді (марці) вугілля використовують питому витрату умовного палива на вироблення  $1 \text{ кВт} \cdot \text{год}$  електроенергії чи  $1 \text{ ГДж}$  тепла. Різні котельні

установки працюють з різною питомою витратою умовного палива, яка характеризує ефективність їх роботи. В нашому випадку погодинна витрата умовного палива становила  $B_{y.n.}=24,9 \text{ т/год}$  при ККД брутто котла  $\eta_k^{bp}=77,15\%$ .

Загалом перевитрату умовного (натурального) палива, що складає різницю між дійсним значенням, та показниками при використанні каталізатора згідно формули (2.44) можна записати, як:

$$\Delta B_{y.n.} = 24,9 \cdot \frac{2,5}{77,15} = 0,81 \text{ т у.п./год}$$

Теплопродуктивність котла при витраті пари  $186 \text{ т/год}$  без додавання каталізатору становила  $112,4 \text{ Гкал/год}$  ( $470,6 \text{ ГДж/год}$ ). Умовою розрахунку визначимо зміну витрати натурального та умовного палива за незмінного теплового навантаження котлоагрегату.

В нашому випадку питома витрата умовного палива без каталізатору становила  $b_{y.n.}=202,0 \text{ т/Гкал}$  ( $48,25 \text{ т/Гкал}$ ). Отже зменшення питомої витрати умовного палива становитиме:

$$\Delta b_{y.n.} = 202,0 \cdot \frac{2,5}{77,15} = 6,55 \text{ кг у.п./Гкал}$$

Нижча робоча теплота згоряння АШ під час експерименту становила  $Q_i^r=5719 \text{ ккал/кг}$ . Отже перерахунок на натуральне паливо запишеться, як:

$$\Delta B_{n.n.} = 0,81 \cdot \frac{7000}{5719} = 0,99 \text{ т н.п./год}$$

Тоді як питома витрата натурального палива становитиме:

$$\Delta b_{n.n.} = 6,55 \cdot \frac{7000}{5719} = 8,02 \text{ кг н.п./Гкал}$$

В грошовому еквіваленті згідно формули (2.47) щогодинна економія натурального палива запишеться так:

$$Г = \Delta B_{n.n.(год)} \cdot K_{n.n.} = 0,99 \cdot 3000 = 2970 \text{ грн./год}$$

де  $K_{n.n.}$  – середня ціна тонни енергетичного вугілля,  $3000 \text{ грн./т н.п.}$

Річну очікувану економію натурального палива за рахунок підвищення ККД котельної установки визначають за формулою:

$$\Delta B_{n.n.(рік)} = \Delta B_{n.n.(год)} \cdot \tau_{(рік)} = 0,99 \cdot 4320 \approx 4277 \text{ т н.п./рік}$$

де  $\tau_{(рік)}$  – середня кількість годин роботи котла на розрахунковому навантаженні за звітний рік, 4320 год/рік.

В грошовому еквіваленті річна економія натурального палива складе:

$$\Gamma_{(рік)} = \Delta B_{н.п.(рік)} \cdot K_{н.п.} = 4277 \cdot 3000 = 12831000 \text{ грн./рік}$$

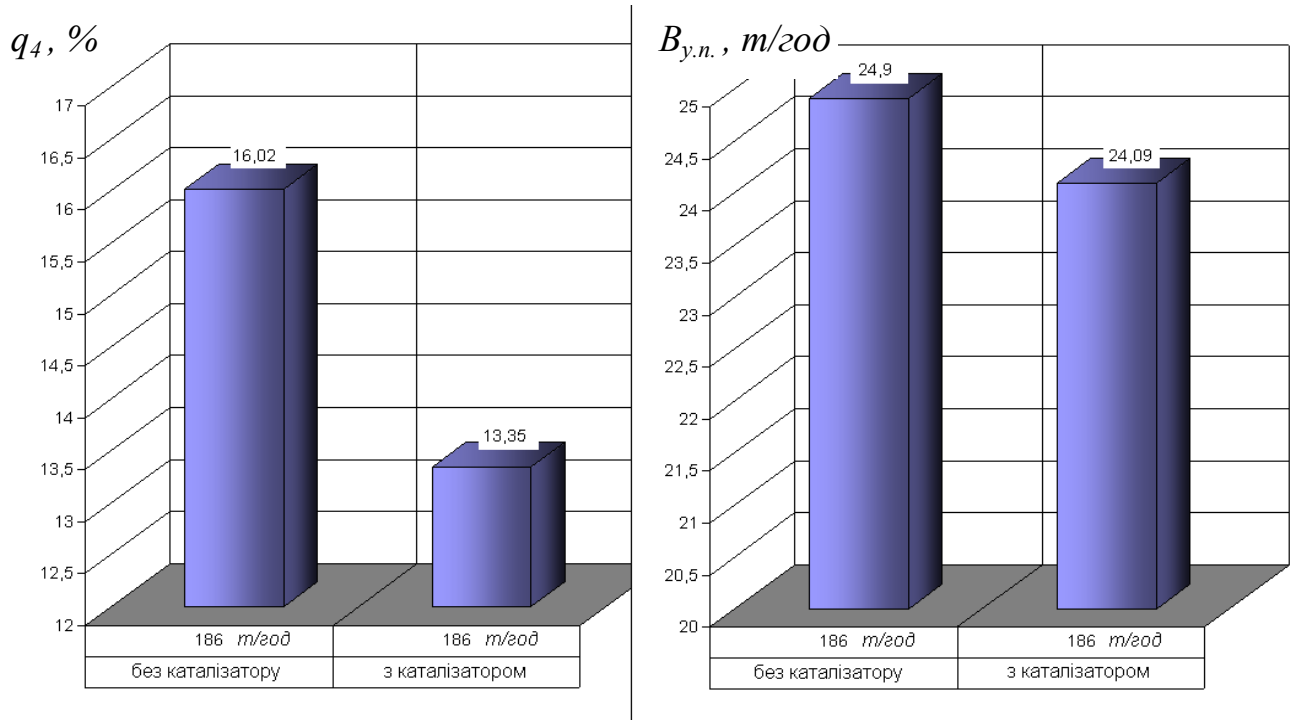


Рисунок 4.5 – Зміна показників ефективності роботи котла БКЗ-210-140 при додаванні каталізатору горіння

Техніко-економічна оцінка ефективності роботи котлоагрегату БКЗ-210-140, виконана у відповідності з вищенаведеною методикою, показала, що використання методу ДКГ при спалюванні непроектного АШ максимально забезпечує високу економічність роботи топки та котла в цілому. В результаті реалізації технічного рішення по розробці та впровадженню нового способу покращення вигорання палива вдалося одержати значний економічний ефект та істотно знизити витрати палива на виробництво теплової енергії. Питома витрата умовного палива котлоагрегату БКЗ-210-140 знизилася на 0,81  $\text{m у.п./год}$ , а величина механічного недопалу зменшилась на 2,67% (рис. 4.5), що спричинило економічний ефект у розмірі 12831000 грн./рік.

### 4.3 Комп'ютерна модель розрахунку ефективності роботи котлів

Для аналізу покращення ефективності роботи котельних установок (зміни коефіцієнту корисної дії, перевитрати палива та ін.) шляхом моделювання розроблена комп'ютерна модель, що містить процедури численних розрахунків (за наведеними в 3-му та 4-му розділах методиками) по методу зворотного балансу та методу енергетичних матриць з можливістю додавання каталізатору горіння на номінальних та проміжних режимах.

Для виконання наведених обчислень та візуалізації результатів методом об'єктно-орієнтованої мови програмування C# (сі шарп) була розроблена відповідна програма. C# – мова програмування розроблена Microsoft як основна мова розробки програм для платформи Microsoft .NET.

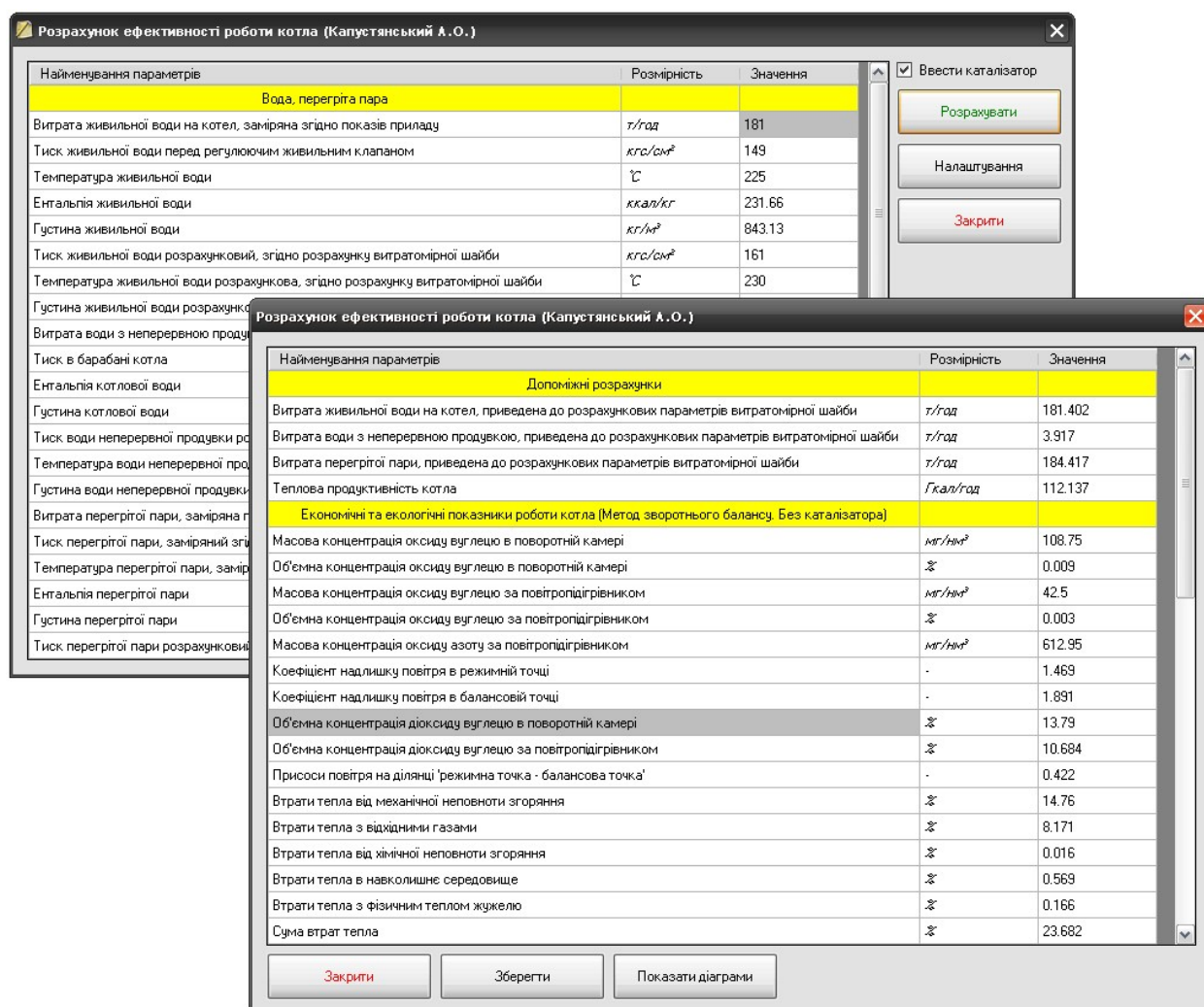


Рисунок 4.6 – Загальний вигляд вікон програми

Дана програма має зручний та зрозумілий інтерфейс. Для введення вхідних даних передбачено окреме, головне вікно програми (заднє вікно на рис. 4.6). Вхідні дані розбиті на підгрупи для зручності та швидкої орієнтації по таблиці. На головному вікні також можна задавати деякі налаштування програми, для чого передбачено окреме діалогове вікно (рис. 4.7). Серед них є кількість десяткових знаків для вихідних розрахунків, функція режиму тестування, при ввімкненні якої в поля вхідних даних записуються заздалегідь обрані дані. Дана функція була розроблена з метою тестування математичної моделі в процесі розробки програми, кінцевій візуалізації та порівнянні отриманих розрахунків.

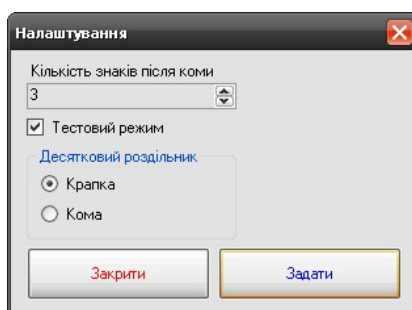


Рисунок 4.7 – Вікно налаштувань програми

Перед розрахунком та візуалізацією вихідних даних можна задати додатковий режим обчислення ефективності роботи котла з введенням каталізатора. Для ввімкнення цього режиму на головному вікні програми (заднє вікно на рис. 4.6) передбачена спеціальна галочка. При цьому у вікні вихідних розрахунків (переднє вікно на рис. 4.6) додається додаткова підгрупа з результатами розрахунку вищезгаданого режиму.

Також передбачена можливість збереження таблиці вихідних розрахунків в текстовий файл, для можливості подальшого їх використання.

При введенні режиму розрахунку ефективності роботи котла з додаванням каталізатора стає доступною функція візуалізації порівняльних діаграм (рис. 4.8). Порівняння здійснюється за двома заздалегідь обраними параметрами, такими як втрати тепла від механічної неповноти згоряння та питома втрата вугілля на 1 Гкал виробленого тепла та різниця їх величини.



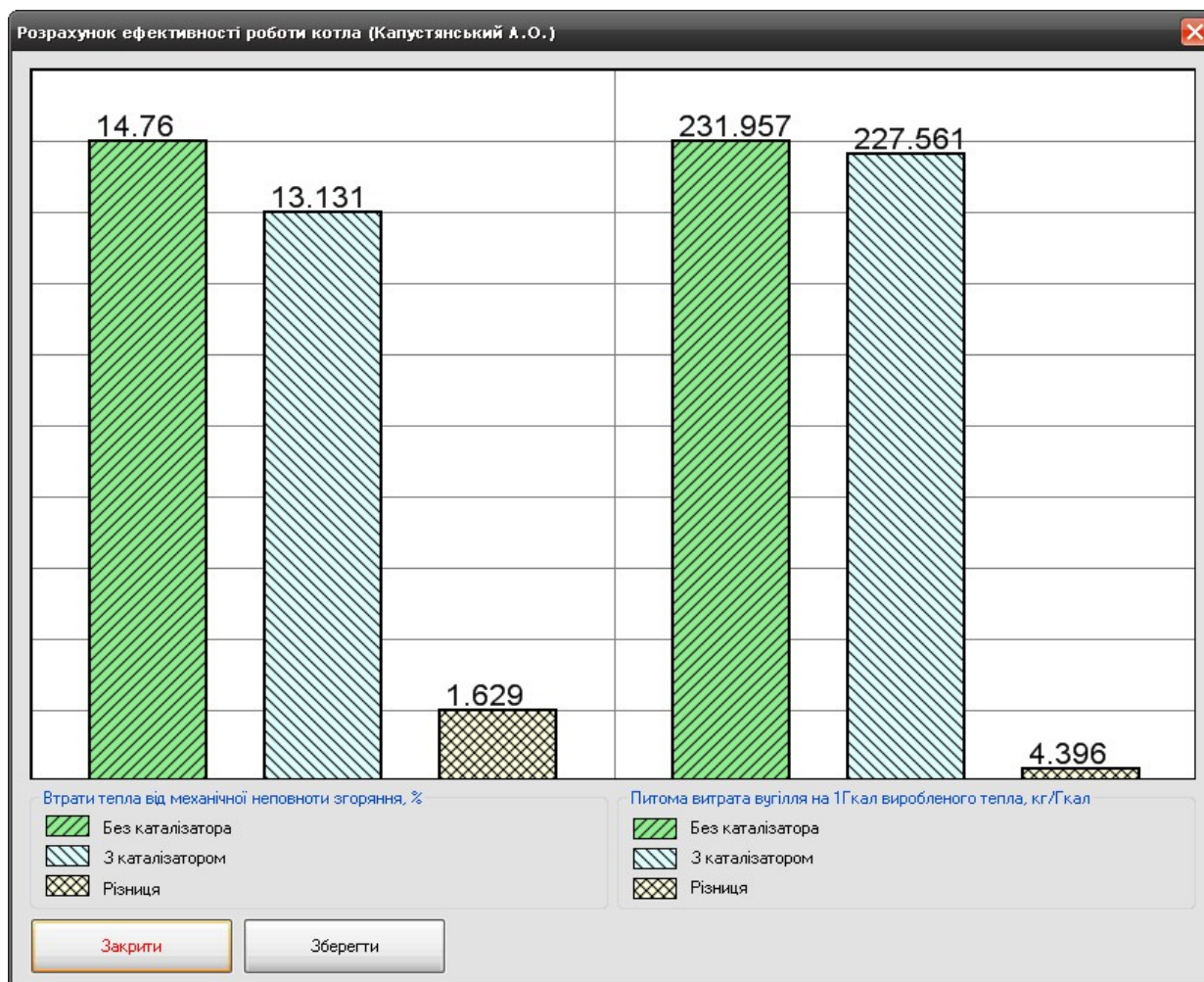


Рисунок 4.8 – Вікно порівняльних діаграм

Розглянемо реалізацію нашої програми в програмному коді. Для опису кожного графічного вікна використовується окремий програмний текстовий файл. Точка входу програми (вхідна функція), що створює та запускає головне вікно програми приведена в додатку А.1. Опис головного вікна та усіх функцій пов'язаних з розрахунками приведений в додатку А.2. Це є найбільш об'ємна частина програмного коду, тут здійснюється оголошення усіх елементів, стрічок вхідних та вихідних розрахунків, заповнення таблиць, здійснення та виведення розрахунків математичної моделі. В додатку А.3 приведений код, що описує форму налаштувань. Додатку А.4 – кодовий файл, що описує форму вихідних розрахунків. Даний файл описує функції збереження вихідної таблиці даних, та побудову вихідних порівняльних діаграм. В останньому додатку А.5 наведений кодовий файл, що описує форму порівняльних діаграм.

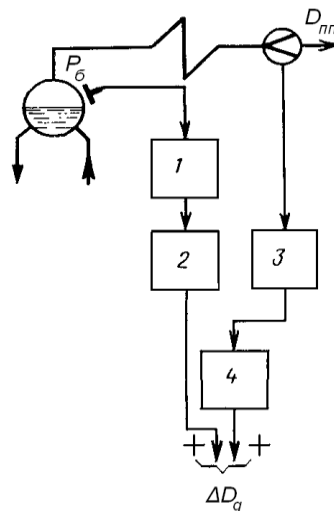
#### 4.4 Спосіб інтенсифікації процесу спалювання НТП

Відомим є спосіб роботи котлоагрегату в стаціонарних та маневрених режимах, що включає в себе регулювання економічності процесу горіння твердого палива за співвідношенням «теплота-повітря» [110].

Процеси горіння та пароутворення нерозривно пов'язані між собою. Кількість спалюваного палива (тепловиділення в топці) в стаціонарному режимі роботи котлоагрегату повинна відповідати кількості виробленої пари  $D_k$ . Непрямим показником тепловиділення є теплове навантаження котла  $Q_k^{bp}$ .

У динамічному відношенні інтерес становить не значення теплового навантаження в певний момент часу, а його зміна або приріст  $\Delta D_q$  після дії внутрішнього чи зовнішнього збурення. Є декілька способів вимірювання  $\Delta D_q$ : безперервний, по випромінюванню факела, по перепаду тиску на циркуляційному контурі барабанного котла та ін. [110].

Схема формування  $D_q$  (сигналу «по теплоті») наведена на рис. 4.9.

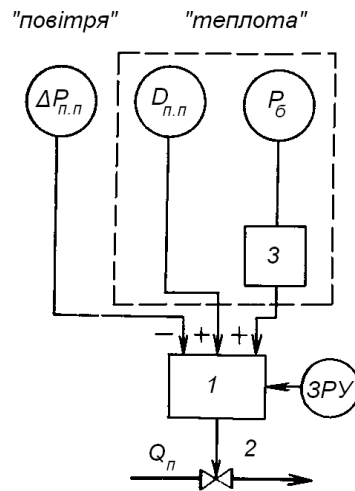


- 1 - датчик тиску пари;
- 2 - диференціатор;
- 3 - датчик витрати пари;
- 4 - вимірювальний блок регулюючого пристрою.

Рисунок 4.9 – Принципова схема формування сигналу по «теплоті»

Регулювання економічності роботи котлоагрегату здійснюється по співвідношенню сигналів теплота-повітря (рис. 4.10). Якщо тепловиділення в топці  $Q_k^{bp}$  оцінювати за витратою перегрітої пари та швидкістю зміни тиску пари в барабані, то інерційність цього сумарного сигналу (при збуреннях в топці) буде істотно меншою інерційності одного сигналу по витраті пари  $D_{n.n.}$ . Відповідна заданому тепловиділенню кількість повітря вимірюється по

перепаду тиску на повітропідігрівачі ( $\Delta P_{n.n}$ ) або по тиску повітря в напірному коробі дуттьового вентилятора. Різниця цих сигналів використовується в якості вхідного сигналу регулятора економічності.

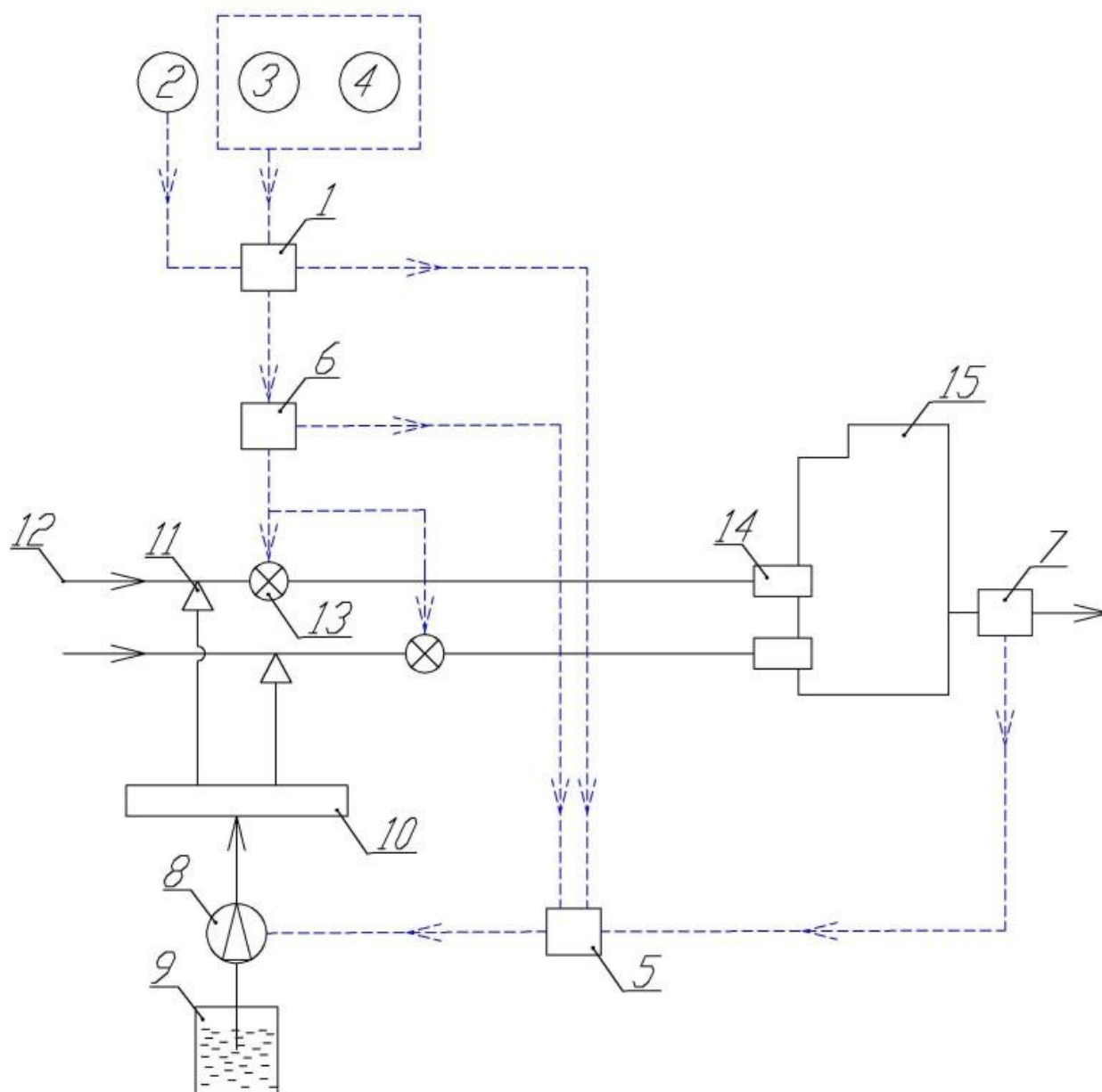


- 1 - регулятор витрати повітря;
- 2 - регулюючий орган;
- 3 - диференціатор.

Рисунок 4.10 – Регулювання витрати повітря співвідношенням «теплота-повітря»

Недоліком вищеописаних способів регулювання є зниження економічності (високе значення механічного недопалу) та підвищення витрати палива на підсвічування пиловугільного факела (мазутом чи газом). Надходження в пальники котлоагрегату вугільного пилу із швидкозмінними теплотехнічними характеристиками викликає значні нерівномірності та періодичне зниження загального рівня температурного поля в топці, що призводить до погіршення процесу вигорання пиловугільного палива і, як наслідок, збільшення втрати тепла з механічним недопалом. Для усунення впливу вищенаведених чинників доводиться застосовувати (збільшувати) підсвічування пиловугільного факелу високореакційним паливом, особливо при спалюванні низькосортного АШ, а також при мінімальних навантаженнях котельної установки для покращення режиму рідкого шлаковидалення.

В основі корисної моделі поставлено завдання чіткої відповідності між витратою теплоносія, палива, повітря, правильним місцем введення каталізатора горіння в тракт первинного повітря та підтримка дозування присадки в строгій залежності від витрати палива, його якості та величини недопалу, враховуючи при цьому зміни в режимі горіння котла (рис. 4.11).



1 – блок регулювання витрати вугільного пилу, 2 – датчик витрати повітря, 3 – датчик витрати пари, 4 – датчик тиску пари, 5 – програмований логічний контролер, 6 – блок визначення якості вугільного пилу, 7 – блок визначення недопалу в золі, 8 – помпа-дозатор, 9 – ємність з каталізатором, 10 – розподільча гребінка, 11 – форсунка, 12 – тракт первинного повітря, 13 – живильник вугільного пилу, 14 – пальник, 15 – котел.

Рисунок 4.11 – Принципова схема способу покращення ефективності спалювання твердого палива

Спосіб, що пропонується, здійснюється наступним чином.

Блок регулювання витрати вугільного пилу 1 отримує сигнал від трьох датчиків (датчика витрати повітря 2, датчика витрати пари 3 та датчика тиску пари 4). Далі, сигнал із блоку 1 надходить в програмований логічний контролер 5, куди також додатково надходить сигнал від блоку визначення якості вугільного пилу 6 та блоку визначення недопалу в золі 7. За даними цих сигналів контролер 1 формує вихідний сигнал потрібної витрати каталізатора та надсилає його в помпу 8, яка подає рідку присадку з ємності 9 в гребінку (колектор) 10 і звідти через форсунки 11 в канали первинного повітря 12, в яких при високих температурах ( $250\div 350^{\circ}\text{C}$ ) каталізатор переходить в газоподібний стан та перемішується з повітрям. Далі живильниками 13 вугільний пил дозується в повітряні канали утворюючи аеросуміш, яка направляється в пальники 14 парового котла 15.

Суть запропонованого способу полягає у:

1. Простому способі подачі каталізатора в гаряче повітря ( $250\div 350^{\circ}\text{C}$ ), полегшуючи процес дозування, зменшуючи час та матеріальні затрати в період ремонту та заміни спрацьованих компонентів установки.

2. Встановленні чіткого та ефективного місця введення каталізатору в тракт первинного повітря перед пило живильниками.

3. Чіткої прив'язки дозування каталізатору до режимних факторів роботи котла шляхом врахування якісних характеристики палива, міри його вигорання, витрати повітря та параметрів пари в програмованому логічному контролері.

З використанням способу роботи котлоагрегату з додаванням каталізатора горіння і корекцією процесу горіння в топці шляхом дозування каталізатора від значення перерахованих вище сигналів вміст горючих включень в золі виносу при спалюванні вугілля зменшується, а коефіцієнт корисної дії котла підвищується. Витрата природного газу (мазуту) на підсвічування пилувугільного факела не застосовується (зменшується), а регульовальний діапазон навантажень котла збільшується, що підвищує надійність та ефективність експлуатації котла в цілому.

#### 4.5 Спосіб спалювання НТП в антрацитових котлах

Дефіцит антрациту і пісного вугілля, що виник внаслідок попадання вуглевидобувних підприємств в зону бойових дій на сході України, зробив актуальним варіант простого зниження температури аеросуміші на виході кульового барабанного млина (КБМ) до 70°C, що згідно з [44] робить можливим застосування сушильного агенту – повітря для газового вугілля.

Основна відмінність котлоагрегатів для пиловидного спалювання антрациту і пісного вугілля від тих, що спалюють вугілля газової групи, полягає у схемі та умовах експлуатації пиросистем. На ТЕС пиросистеми звичайно індивідуальні, замкнені, мають тихохідні КБМ та проміжний бункер пилу [42]. Хоча така схема не є оптимальною щодо пожежо- та вибухобезпеки та питомих витрат електроенергії, вона склалась історично ще за радянських часів. Вона є стійкою до наявності у вугіллі сторонніх включень, дозволяє при виході з ладу млинів певний час експлуатувати котел на запасі пилу в бункері, а для високозольного вугілля, коли витрата пилу обмежується розмельною продуктивністю млинів, накопичувати вночі запас пилу для проходження денного максимуму навантаження. Але наявність у схемі елементів з підвищеною концентрацією вугільного пилу (сепаратор, циклон, бункер пилу) викликає ризик самозаймання та вибуху.

Для вугілля марок А і П в якості сушильного агенту використовують гаряче повітря, для газового вугілля – суміш повітря з димовими газами з вмістом кисню до 16%. У першому випадку відпрацьований сушильний агент подають у скидні пальники, а пил – до пальників гарячим повітрям; у другому пил подають до пальників відпрацьованим сушильним агентом.

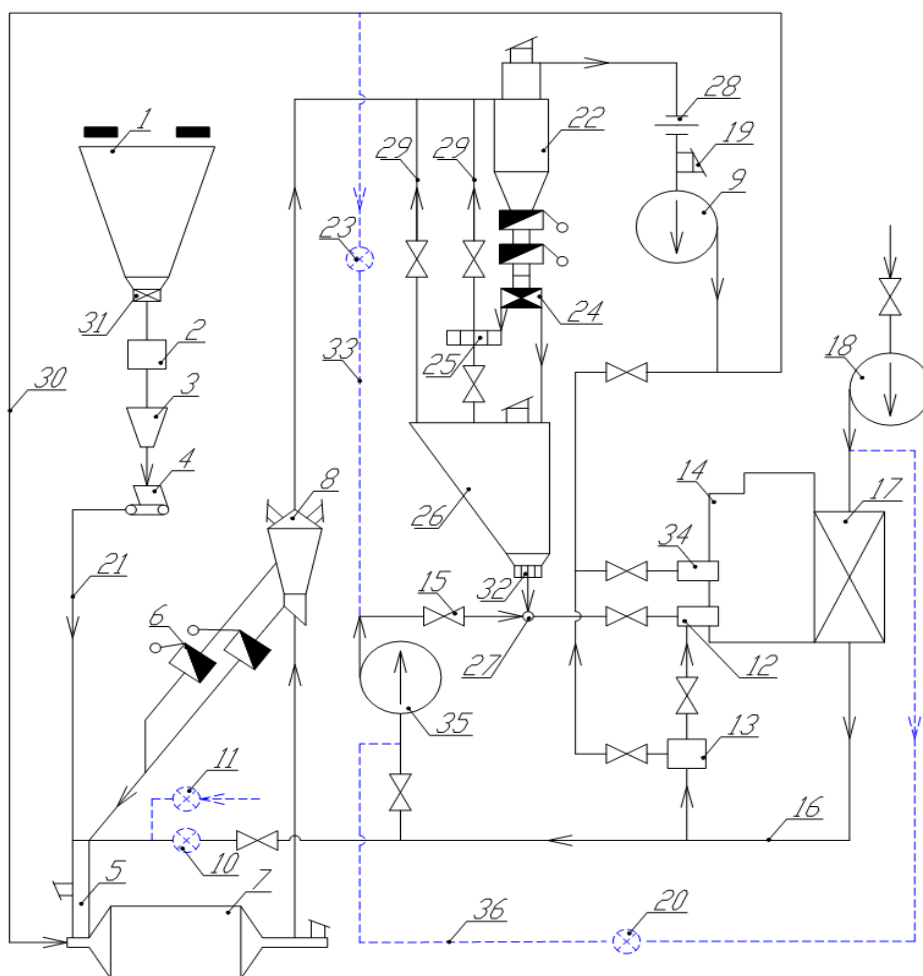
Слід зазначити, що у нормативних документах [44, 106] передбачена формальна можливість використання в пиросистемах, розрахованих на антрацит і пісне вугілля, кам'яного вугілля з виходом летких речовин більше 30% із застосуванням зниження температури аеросуміші за млином до нижче 70°C і перед пальниками до нижче 160°C.

Проте причинами, що перешкоджають даному способу працювати з вугіллям газової групи є:

1. Під час пуску, прогріву та зупинки млина зі змінною витратою вугілля складно утримувати згадану вище температуру аеросуміші за млином, а у випадку непланової зупинки живильника сирого вугілля стрибкоподібне підвищення температури аеросуміші за млином неминуче. В цьому випадку конструктивні особливості відомих пилосистем антрацитових ТЕС (значний об'єм млинів, коробів, циклонів і сепараторів, наявність місць накопичення вугільного пилу у млинах і протічках сепараторів, велика кількість ймовірних місць відкладень в пилопроводах, клапанів-мигалок, люків, часто невдала конструкція запобіжних клапанів та відсутність відбійних щитів) створюють небезпеку вибуху з важкими наслідками подальшого розповсюдження пожежі.

2. За рахунок зниження температури аеросуміші, що досягається зниженням витрати гарячого повітря, значно зменшується сушильна та розмельна продуктивність млина, що призводить до обмеження потужності котла, або навіть до повної зупинки внаслідок припинення горіння та/або рідкого шлаковидалення. При зменшенні сушильної продуктивності та надходженні вугілля чи пилу зі збільшеним вмістом вологи відбудеться замазування вхідної та вихідної горловин млина, або навіть утворення у млині куле-вугільного кому і виходу млина з ладу. Значними факторами ризику виникнення аварійних ситуацій є також залягання недосушеного пилу у пилопроводах, в тому числі за рахунок зменшення лінійної швидкості більш холодної аеросуміші, і перегрів вихрових пальників за рахунок більш короткого факелу.

В основі запропонованого способу (рис. 4.12) поставлено завдання застосування сушильного агенту – повітря, без використання димових газів з топці котла для спалювання вугілля газової групи на котлах ТЕС, спроектованих на спалювання антрацитового та пісного вугілля марок «АШ» та «П», тобто варіант простого зниження температури аеросуміші на виході з кульового барабанного млина нижче  $70^{\circ}\text{C}$  і перед пальниками нижче  $160^{\circ}\text{C}$ .



1 – бункер вугілля, 2 – ваги, 3 – ваговий бункер, 4 – живильник сирого вугілля, 5 – пристрій для сушки, 6 – клапан-мигалка, 7 – млин, 8 – сепаратор, 9 – млиновий вентилятор, 10 – регулюючий шибер млина, 11 – регулюючий клапан присадки холодного повітря, 12 – пальник основний, 13 – короб вторинного повітря, 14 – котел, 15 – механічний шибер, 16 – повітропровід гарячого повітря, 17 – повітропідігрівач, 18 – дуттьовий вентилятор, 19 – вибуховий клапан, 20 – запірно-регулюючий шибер, 21 – протічка сирого вугілля, 22 – циклон, 23 – запірно-регулюючий шибер, 24 – перекидний шибер, 25 – шнек, 26 – бункер пилу, 27 – змішувач, 28 – вимірювальна шайба, 29 – трубопровід вологовідбору, 30 – трубопровід рециркуляції, 31 – відсічний шибер, 32 – живильник пилу, 33 – короб скидного повітря до напору вентилятора гарячого дуття, 34 – скидний пальник, 35 – вентилятор гарячого дуття, 36 – короб гарячого повітря до входу вентилятора гарячого дуття.

Рисунок 4.12 – Спосіб підготовки до спалювання вугілля газової групи



Запропонований спосіб здійснюється наступним чином.

Сире вугілля завантажується у бункер сирого вугілля 1, проходячи відсічний шибер 31, зважується на вагах 2 та надходить у ваговий бункер 3, звідки живильником сирого вугілля 4 через протічку сирого вугілля 21 та пристрій для низхідної сушки 5 подається у кульовий барабанний млин 7. Дуттьовий вентилятор 18 через повітропідігрівач 17, повітропровід гарячого повітря 16 та регулюючий шибер млина 10 також подає гаряче повітря у млин, при потребі охолодивши його через регулюючий клапан присадки холодного повітря 11, де результуюча суміш повітря сушить сире вугілля та виносить з млина вугільний пил у сепаратор вугільного пилу 8. У сепараторі груба фракція пилу відділяється та через клапан-мигалку 6 повертається у млин на повторне розмелювання, а дрібнодисперсний пил виноситься із сепаратора повітрям завдяки розрідженню, яке створює млиновий вентилятор 9 і транспортується у циклон 22. В циклоні грубіша фракція пилу осідає та через перекидний шибер 24 та шнек 25 осипається в бункер пилу 26 з якого організовані трубопроводи вологовідбору 29, а дрібніша фракція через вимірювальну шайбу 28 коробом аеросуміші зі встановленим на ньому вибуховим клапаном 19 та млиновий вентилятор 9 поступає у скидні пальники 34 котла 14 для спалювання. Вугільний пил з бункеру пилу 26 за допомогою живильника пилу 32 подається в змішувач 27 де підхоплюється потоком гарячого повітря після повітропідігрівача 17, яке через механічний шибер 15 подає вентилятор гарячого дуття 35, потоком повітря з напору вентилятора 18, яке дозується запірно-регулюючим шибером 20 та проходить короб гарячого повітря до входу вентилятора гарячого дуття 36 та потоком запиленого скидного повітря з відгалуження трубопроводу рециркуляції 30 через запірно-регулюючий шибер 23 та короб скидного повітря до напору вентилятора гарячого дуття 33 і, утворюючи з пилом аеросуміш надходить в основні пальники 12 котла для спалювання, куди також через короб вторинного повітря 13 надходить гаряче повітря.

Суть запропонованого способу полягає у:

1. Зменшенні температури аеросуміші шляхом оснащення тракту гарячого повітря на кожний млин регулюючим шибером 10 і шибером регульованої присадки холодного повітря 11.

2. Збільшенні витрати транспортуючого повітря від пиложивильників до пальників шляхом додаткового встановлення відведення на вхід вентилятора гарячого дуття від дуттьового вентилятора 36 із запірно-регулюючим шибером 20.

3. Направленні основної частини відпрацьованого сушильного агенту до основних пальників, що згідно з існуючими нормами збільшить частку первинного повітря для спалювання газового вугілля і водночас створить заохолоджуючий захист пальників шляхом додаткового встановлення відведення на вихід вентилятора гарячого дуття від виходу млинового вентилятора 33 із запірно-регулюючим шибером 23.

Економічна доцільність застосування способу, що заявляється, показує, що за рахунок присадок холодного повітря і відпрацьованого сушильного агенту можна забезпечити роботу пилосистем на газовому вугіллі згідно з нормативними вимогами як в стаціонарному режимі, так і у випадку аварійної зупинки живильника сирого вугілля. Це підтверджує принципову можливість маловитратного переведення антрацитових котлів, наприклад марки ТП-100, на спалювання газового вугілля у стислі терміни.

## Висновки

1. Доведено, що для сучасних електростанцій, що спалюють НТП необхідним є оперативне визначення показників ефективності роботи котлів для корегування їх експлуатаційних режимів роботи.
2. На основі лінійного програмування розроблено метод визначення економічності роботи котлів шляхом складання та розрахунків розширених енергетичних матриць. Введено поняття ексергетичного відповідника для нижчої робочої теплоти згоряння та розраховані його значення для деяких видів палива.
3. Отримані вперше експериментальним методом узагальнені графічні залежності (з виведенням відповідних емпіричних формул та коефіцієнтів) зміни механічного недопалу при спалюванні вугілля марки АШ в залежності від додавання каталізатору горіння.
4. Вперше розроблено програму з процедурами розрахунків за методиками зворотного балансу та енергетичних матриць з можливістю додавання каталізатору для обрахунку ефективності роботи котлоагрегату з визначенням його економічних та екологічних показників роботи.
5. Вперше розроблено новий спосіб інтенсифікації процесу спалювання НТП для реальних експлуатаційних навантажень котлоагрегатів в стаціонарних та маневрених режимах.
6. Вперше розроблено новий спосіб, що дозволяє застосовувати як сушильний агент гаряче повітря, без використання димових газів з топки котла для спалювання вугілля газової групи на котлах ТЕС, спроектованих на спалювання антрацитового та пісного вугілля марок «АШ» та «П».

## ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ ТА ВИСНОВКИ

В дисертаційній роботі вирішена комплексна задача обґрунтування впливу виду, якості та режимів спалювання непроектного вугілля на показники надійності та економічності роботи енергетичних котлів з розробленням відповідних заходів для забезпечення їх оптимальної роботи.

Усі отримані експериментальні результати мають важливе практичне галузеве значення для забезпечення ефективних і безпечних умов спалювання непроектного вугілля в топках антрацитових котлів у реальних умовах дефіциту проектного палива. Виконана багатопланова комплексна робота, в результаті якої можна зробити наступні висновки.

1. Аналіз технічного стану та особливостей експлуатації котлів теплових електростанцій показав, що плани їх реабілітації повинні ґрунтуватися на комплексному підході з урахуванням поліпшення енерго-екологічних показників, характеристик маневреності, розширення паливної бази та мінімізації затрат на реконструкцію.

2. Погіршення якості та зміна виду вугілля призводить до зниження номінальної потужності котлів, погіршення роботи системи паливоподачі, збільшення тепловтрат з механічним недопалом, збільшення частки підсвічування пиловугільного факелу високореакційним паливом і, як наслідок, зниження економічності роботи котлів в цілому.

3. Вперше, на основі аналітичних та експериментальних досліджень розроблено метод оцінювання збитку нанесеного електростанції через погіршення теплотехнічних характеристик палива і, як наслідок, підвищення тепловтрат з відхідними газами, механічним недопалом та зростання перевитрати палива. Введено поняття коефіцієнту енергетичного потенціалу вугілля та досліджено його залежність від якості НТП.

4. Для реальних експлуатаційних режимів розроблено універсальні методики розрахунків енерго-екологічної ефективності котлів. Досліджено вплив динаміки перехідних процесів (тривалості та кількості спалювання

природного газу, зміни теплового навантаження котла, зміни режимних показників роботи котельного устаткування) та теплотехнічних характеристик вугілля на вміст горючих в золі виносу. Отримано емпіричні залежності впливу вищезазначених показників, які можна використовувати на практиці для оперативного прогнозування очікуваного значення механічного недопалу.

5. У результаті проведених експериментально-розрахункових робіт доведено, що подача каталізатора в котел, шляхом введення його в апробованій кількості в тракт первинного повітря, суттєво впливає з позитивним ефектом на параметри топочного процесу при спалюванні вугілля марок П та АШ у всьому діапазоні робочих навантажень. Застосування такого методу дозволило виключити підсвічування пиловугільного факелу АШ природним газом на мінімальних навантаженнях, внаслідок підвищення стійкості та стабільності процесу горіння в топках. Доведено, що застосування каталізатору горіння покращує режим рідкого шлаковидалення, тоді як емісія оксидів азоту при цьому практично не змінюється, а монооксиду вуглецю дещо зменшується.

6. Вперше проведені експериментальні дослідження підтвердили виконаний шляхом моделювання позонний тепловий розрахунок топки антрацитового котла ТП-15, дозволивши безпечно спалювати бінарну суміш вугілля АШ і П зі зниженим підсвічуванням природним газом  $\sim 1750 \text{ нм}^3/\text{год}$  (60 % від значення при спалюванні виключно АШ), а також суміш вугілля марки П з леткою золою антрациту без погіршення якісних показників роботи котлоагрегату при збереженні умов рідкого шлаковидалення.

7. Вперше експериментальним шляхом доведено, що котли ТПП-210А здатні безпечно спалювати суміш вугілля П/ПАР і 100% вугілля ПАР без конструктивних доробок систем пилоприготування і газового підсвічування факела у всьому діапазоні навантажень.

8. На основі лінійного програмування розроблено нову методику визначення економічності роботи котлів шляхом складання та розрахунків розширених енергетичних матриць. Введено поняття ексергетичного

відповідника для нижчої робочої теплоти згоряння та розраховані його значення для кількох видів палива.

9. Вперше розроблено алгоритм та комп'ютерну програму для розрахунку енерго-екологічної ефективності роботи котлоагрегату.

10. Вперше розроблено новий спосіб інтенсифікації процесу спалювання НТП з додаванням каталізатору горіння для реальних експлуатаційних навантажень котлоагрегатів в стаціонарних та маневрених режимах.

11. Вперше розроблено новий спосіб, що дозволяє застосовувати як сушильний агент гаряче повітря, без використання димових газів з топки котла для спалювання вугілля газової групи на котлах, спроектованих на спалювання антрацитового та пісного вугілля.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Total energy consumption / Global Energy Statistical Yearbook 2018 [Електронний ресурс]. – 2018. – Режим доступу: <http://yearbook.enerdata.net>.
2. Енергетична стратегія України на період до 2035 року – К.: Міністерство палива та енергетики, Національна академія наук України, 2017.
3. Капустянський А.О. Динаміка зміни якості твердого палива, що надходить на ТЕС / А.О. Капустянський // Міжнародна науково-технічна конференція «Проблеми енергозбереження та шляхи їх вирішення», Харків, квітень 2013 р. – С. 131-135.
4. Немировський І.А. Прогноз цін на енергетичні ресурси та теплову енергію / І.А. Немировський, І.М. Овсянникова // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит № 3 – 2015 – №3(134) – С. 26–31.
5. Офіційний сайт Міністерства енергетики та вугільної промисловості України [Електронний ресурс]. – 2018. – Режим доступу: <http://mre.kmu.gov.ua>.
6. Майстренко О.Ю. Сучасний стан вугільної енергетики України та перспективи її оновлення і розвитку / О.Ю. Майстренко, О.І. Топал // Наук. пр. Нац. ун-ту харч. Технологій – 2010 – №32 – С. 43–47.
7. Гапонич Л.С. Коротка характеристика сучасного стану роботи ТЕС України / Л.С. Гапонич, Л.С. Дунаєвська, С.В. Яцкевич // 3б. тез доповідей «Вугільна теплоенергетика: проблеми реабілітації та розвитку». – 2014. – С. 79–82.
8. Коваленко О.В. Стан та перспективи розвитку паливно-енергетичного комплексу в Україні / О.В. Коваленко // Галицький економічний вісник. – Т. : ТНТУ. 2015. – Том 48. № 1. – С. 18-25.
9. Ачкасов І.А. Енергозбереження і енергозберігаючі технології: перспективи інноваційного розвитку / І.А. Ачкасов, Т.А. Пушкар // Східно-європейський журнал передових технологій – 2011 – №4/8(52) – С. 14–17.
10. Капустянський А.О. Покращення ефективності роботи парових котлів при додаванні каталізатору горіння / А.О. Капустянський // Міжнародна науково-технічна конференція «Актуальні задачі сучасних технологій», Тернопіль, грудень 2012 р. – С. 253–254.
11. Капустянський А.О. Аналіз діяльності паливно-енергетичного комплексу України / А.О. Капустянський, Г.Б. Варламов // Науковий журнал Вісник ТНТУ України – 2016 – № 3(83) – С. 144–153.
12. Праховник А.В. Развитие маневренной генерации ОЭС Украины как фактор повышения энергетической безопасности государства / А.В. Праховник,

В.А. Попов, В.Ф. Находов // Энергетика та електрифікація – 2008 – №7 – С. 9–12.

13. Капустянський А.О. Вплив характеристик палива та режимних факторів на роботу котлів / А.О. Капустянський // Науково-практична конференція «Наукові підсумки 2012 р.», Харків, грудень 2012 р. – С. 25–26.

14. Паливно-енергетичний комплекс України у цифрах і фактах / за ред. М.П. Ковалка – Київ: Наука – 2000 – 152 с.: іл., табл.

15. Підготовлено за даними Мінпаливенерго України і ДП Енергоринок Про основні показники роботи паливно-енергетичного комплексу // Энергосбережение, энергетика, энергоаудит – 2009 – №8(66) – С. 2–9.

16. План розвитку Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України на 2016-2025 [Електронний ресурс]. – 2018. – Режим доступу: <http://www.ukrenergo.energy.gov.ua/Pages/ua/DetailsNew.aspx?nID=2132>.

17. Дубовський С.В. Сучасні проблеми і перспективи розвитку теплової енергетики / С.В. Дубовський // Проблеми загальної енергетики – 2008 – №18 – С. 7–15.

18. Амоша А.И. Особенности и ориентиры развития угледобычи в Украине. Некоторые параллели с российским опытом / А.И. Амоша, А.И. Кабанов, Л.Л. Стариченко // Уголь Украины – 2005 – №10 – С. 3–10.

19. Viswanathan R. In Pursuit of Efficiency in Coal Power Plants, (ed. Sakrestad, BA) / Viswanathan R., Shingledecker J., Phillips J. // 35th International Technical Conference on Clean Coal and Fuel Systems 2010, Clearwater, FL, June 2010 – 10p.

20. Новосельцев О.В. Загальні риси та специфічні відомості паливно-енергетичних балансів країн Європи та України в розрізі інтеграційних тенденцій в європейській енергетиці / О.В. Новосельцев, М.І. Каплін // Проблеми загальної енергетики – 2008 – №17 – С. 21–23.

21. Капустянський А.О. Підвищення ефективності і надійності режимів роботи котла ТПП210А Трипільської ТЕС з новою модернізованою НРЧ / А.О. Капустянський, Й.С. Мисак, І.Ю. Токарєв // Вісник НУ «ЛП» «Теплоенергетика. Інженерія довілля. Автоматизація» – 2011 – №712 – С. 3–11.

22. Борисов Н.А. Проблемы реконструкции ТЭС Украины и пути их решения / Н.А. Борисов // Энергетика и электрификация – 2005 – №1 – С. 39–45.

23. Шелепов І.Г. Про деякі проблеми оцінки енергозбереження при експлуатації застарілого обладнання ТЕС / І.Г. Шелепов, Д.В. Міхайський //



Східно-європейський журнал передових технологій – 2006 – №1/2(19) – С. 173–175.

24. Zrobok Y.Y. Analysis and perspectives of use the new technologies in solid energy and the ways to use low grade energy fuels / Y.Y. Zrobok // The Economic and Social Review. - 2012. Vol. 6. - № 8(54). - pp. 4-6.

25. Шелепов І.Г., Михайський Д.В., Павленко А.В. та ін. Модернізація режимів експлуатації ТЕС із урахуванням якості палива // Східно-європейський журнал передових технологій – 2005 – №6/2(18) – С. 144–148.

26. Borisov N.A. Experiences from operation of boilers feeded with low volatility coals / N.A. Borisov // Proc. of Intern. Conf. «Improvement of Energy Efficiency and Environmental Performance of Coal Fired Power Plants including Aspects of Low Reactivity Coals» – Warsaw, 16-17 June, 2004 – 3p.

27. Капустянський А.О. Внутрішньоциклова газифікація твердого палива / А.О. Капустянський // Міжнар. конф. «Енергетика та системи керування» (EPECS-2009) – Львів НУ «ЛП» – 2009 – С. 66–70.

28. Мисак Й.С., Гнатишин Я.М., Капустянський А.О. та ін. До питання газифікації низькоякісних палив // Збірник наукових статей «Теплоенергетика» – Львів НУ «ЛП» – 2008 – С. 114–121.

29. Кукота Ю.П., Нехамін М.М., Дунаєвська Н.І., Капустянський А.О. Промислові випробування пальника з термохімічною підготовкою на котлі ТПП-210А Трипільської ТЕС // Енергетика та електрифікація – 2012 – №2 – С. 16–23.

30. Про основні показники роботи паливно-енергетичного комплексу за січень-грудень 2015 року: Інформаційно-аналітична доповідь / Науково-технічна спілка енергетиків та електротехніків України. – К.: Центр громадського інформування з проблем паливно-енергетичного комплексу, 2016. – № 503 227 с.

31. Довідник показників якості, обсягу видобутку вугілля та випуску продуктів збагачення у 2006 р. - Луганськ: ТК-92 “Вугілля та продукти його перероблення”, УкрНДІвуглезбагачення Мінвуглепрому України, 2006. - 50 с.

32. Стогній О.В. Потенціал видобутку вугілля в Україні / О.В. Стогній, В.М. Макаров, М.І. Каплін // Проблеми загальної енергетики – 2011 – №2 – С. 11–16.

33. Про заходи стабілізації соціально-економічної ситуації у Донецькій та Луганській областях: наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 25.11.2014 р. № 841

[Електронний ресурс]. – 2014. – Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=50043>.

34. Про заходи щодо вдосконалення державного управління вугільною промисловістю: наказ Президента України від 25.07.2005 р. № 1123/2005 [Електронний ресурс]. – 2005. – Режим доступу: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1123/2005>.

35. Державне підприємство «Вугілля України» [Електронний ресурс]. – 2018. – Режим доступу: <http://www.dpvu.com.ua>.

36. Хоменок Л.А. Конструктивные технические решения по основному оборудованию для перспективных угольных энергоблоков / Л.А. Хоменок и др. // Теплоэнергетика – 2012 – № 6 – С. 37-43.

37. Кравець Т.Ю. Оцінка збитку блоків ТЕС через перевитрати палива при використанні вугілля погіршеної якості / Т.Ю. Кравець, Й.С. Мисак // Енергетика та Електрифікація – 2008 – №2 – С. 18–21.

38. Макаров В.М. Аналіз стану засмічення вугілля в процесі його видобування / В.М. Макаров // Проблеми загальної енергетики – 2008 – №17 – С. 78–82.

39. А.А. Халатов. Енергетика України: сучасний стан і найближчі перспективи / А.А. Халатов // Вісник Національної академії наук України. - 2016. - № 6. - С. 53-61.

40. Ляшенко О.Ф. Стан і перспективи розвитку вуглезбагачення в Україні / О.Ф. Ляшенко, М.О. Перов, І.Ю. Новицький // Пробл. заг. енергетики. — 2007. — № 16. — С. 16-20.

41. Полулях А.Д. Перспективы развития углеобогащения в Украине / А. Д. Полулях // Уголь Украины. - 2014. - № 4. - С. 35-39.

42. Чернявский Н.В., Скляр П.Т., Филиппенко Ю.Н. и др. Нормативная база по качеству угля для сжигания на ТЭС Украины // Тез. докл. III науч.-практ. конф. «Угольная теплоэнергетика: Проблемы реабилитации и развития» (Алушта, 14-18 сент. 2006г.). – Алушта: НПВК «ТРИАКОН», 2006 – С. 57–60.

43. Вугілля кам'яне та антрацит для пиловидного спалювання на теплових електростанціях. Технічні умови: ДСТУ 4083-2002. – [Чинний від 2002-09-01]. – К.: Держстандарт України, 2002 – 9 с – (Національний стандарт України).

44. ГКД 34.20.507-2003 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила» К.: ОЕП «ГРІФЕ» – 2003 – 597 с.

45. Капустянський А.О. Шляхи підвищення надійності та економічності роботи спалювання непроектного твердого палива / А.О. Капустянський, В.І. Побігушка // Науковий вісник НЛТУ України – 2013 – №23.1 – С. 172–176.

46. Супранов В.М. Исследование возможности работы котла ТПЕ-208 энергоблока N 1 Смоленской ГРЭС на непроектных углях / В.М. Супранов, М.А. Изюмов, П. В. Росляков // Теплоэнергетика – 2011 – №1 – С. 44–54.

47. Алехнович А.Н. Уточнение показателей загрязнения и шлакования для слабошлакующих углей применительно к нормативному и зональным методам теплового расчета топочных камер и математическим моделям / А.Н. Алехнович, Н.В. Артемьева, М.Ю. Чернецкий // Теплоэнергетика – 2012 – №6 – С. 31–39.

48. Саломатов В.В. Результаты исследований топочных процессов в котлах с вихревой технологией сжигания / В.В. Саломатов // Теплоэнергетика – 2012 – №6 – С. 3–9.

49. Равич М.Б. Эффективность использования топлива. Изд-во «Наука»– 1977– 344 С.

50. Майстренко А.Ю. Техническое обоснование нормативных требований к качеству энергетических углей и ценовая шкала как средство их реализации / А.Ю. Майстренко, Н.В. Чернявский, Н.Г. Стегний // Экотехнологии и ресурсосбережение – 2007 – №6 – С. 3–8.

51. Филиппенко Ю.Н. Достоверность определения теплоты сгорания и выхода летучих веществ каменных углей в широком диапазоне зольности / Ю.Н. Филиппенко и др. // Энерготехнологии и ресурсосбережение – 2009 – №2 – С. 11–17.

52. Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод. НПО ЦКТИ, СПб: 1998– 256 С.

53. Кесова Л.А. Малозатратные технологии– пылеподача с высокой концентрацией (под давлением) и горелки с термохимической подготовкой пыли АШ как способ улучшения экологических показателей котлов ТЭС / Л.А. Кесова, В.В. Литовкин, А.Н. Николайчук // Энергетика и электрификация – 2008 – №8 – С. 8–13.

54. Романов Н.В. Опыт участия предприятия ДонОРГРЭС в реализации новых технологий по сжиганию низкореакционных углей на ТЭС Украины и за рубежом (ГП «ДонОРГРЭС») / Н.В. Романов // Сборник докладов и каталог IV всероссийской конференции «Реконструкция энергетики-2012» (5-6 июня 2012 г., г. Москва). – г. Москва, ООО «ИНТЕХЭКО», 2012 – С. 54–57.

55. Капельсон Л.М. Организация и проведение опитного сжигания непроектного топлива // Электрические станции – 2001 – №5 – С. 16–21.
56. Cen K. Combustion of solid fuels under the conditions of high temperature and various oxygen concentration / Cen K.; Chi Y.; Wang F. // International Conference on Power Engineering (ICOPE-2007). Hangzhou, OCT 23-27, 2007 – 6p.
57. Бойко Е.А. Котельные установки и парогенераторы. Изд-во Красноярск: ФАО РФ ГОУВПО КГТУ – 2005 – 292 С.
58. Бойко Е.А. Конструкционные характеристики энергетических котельных агрегатов. Изд-во Красноярск: ФАО РФ ГОУВПО КГТУ – 2003 – 230 С.
59. В. А. Двойнишников, Л. В. Деев, М. А. Изюмов. Конструкция и расчет котлов и котельных установок – М.: Машиностроение, 1988 – 264 С.
60. Чернявский Н.В. Опыт сжигания импортных углей в котлоагрегатах ТЭС и ТЭЦ / Н.В. Чернявский и др. // Энерготехнологии и ресурсосбережение : Научно-технический журнал. - 2015. - N 4. - С. 15-23.
61. А.В. Шевченко. Пріоритети та важелі модернізації вугільної галузі в Україні. Аналітична записка / А.В. Шевченко, С.Л. Воробйов [Електронний ресурс]. – 2015. – Режим доступу: <http://www.niss.gov.ua/articles/1495>.
62. Гончар М. Гібридна війна в Східній Європі. Невійськовий вимір. Енергетичний компонент / М. Гончар, А. Чубік, О. Ішук // Центр глобалістики «Стратегія ХХІ». [Електронний ресурс]. – 2014. – Режим доступу: <http://geostrategy.org.ua/ua/analitika/item/619-gibridna-viyna-v-shidniy-evropi-energetichniy-komponent>.
63. Гелетій З.С. Економічна ефективність використання низькоякісного твердого палива західного регіону України для виробництва електричної енергії / З.С. Гелетій, А.І. Розколуца, Й.С. Мисак // Вісник НУ “Львівська політехніка” – 2002 – №460 – С. 123–127.
64. R. Gupta, T. Wall, L. Baxter. The Impact of Mineral Impurities in Solid Fuel Combustion – Kluwer Academic Publishers, New York, 2002, 767 p.
65. Гаврилов Е.И. Топливо-транспортное хозяйство и золошлакоудаление ТЭС М.: Энергоатомиздат – 1987 – 168 Ї.
66. Бабкин Р.Л. Хранение угля и торфа на электростанциях «Энергоиздат», Москва – 1982 – 169 С.
67. Петухов В.Г. Опыт перевода котлов на непроектные угли. Исследования и оборудование, необходимые для проектирования и эксплуатации котлов / В.Г. Петухов, А.И. Качев, А.С. Городилов // Тез. докл. IV

научно-практической конференции “Минеральная часть топлива, шлакование, загрязнение и очистка котлов”, 4-7 июня 2007, г. Челябинск – С. 92–94.

68. Белосельский Б.С., Соляков В.К. Энергетическое топливо – М.: Энергия – 1990 – 258 С.

69. Майстренко А.Ю. Влияние физико-химических характеристик золы на параметры жидкого шлакоудаления для угля Донецкого бассейна / А.Ю. Майстренко, А.И. Топал, А.В. Крицкий и др. // Технічна теплофізика та промислова теплоенергетика: зб. наук. пр. – 2009 – №1 – С. 129–148.

70. Наказ №62 від 16.02.2018 р «Про затвердження технологічних нормативів допустимих викидів забруднюючих речовин із теплосилових установок, номінальна теплова потужність яких перевищує 50 МВт».

71. Андронов, В.Н. Параметры определяющие помол пылеугольного топлива для доменных печей / В.Н. Андронов, А.И. Бабич, В.В. Кочура // Изв. Вузов. Черная металлургия – 1991 – №3 – С. 109.

72. Левит Г.Т. Пылеприготовление на тепловых электростанциях. – М.: Энергоатомиздат – 1991 – 384 С.

73. Жуков Е.Б., Фурсов И.Д., Голубев В.Е. и др. Исследование горения низкосортных топлив // Вестник алтайской науки – № 2(2) – 2008 – С. 89–95.

74. Бекетаева М.Т. Исследование процессов горения твердого угля в камерах сгорания Шахтинской ТЭЦ / Бекетаева М.Т., Максимов В.Ю., Болегенова С.А., Аскарова А.С. // Сборник докладов и каталог IV всероссийской конференции «Реконструкция энергетики-2012» (5-6 июня 2012 г., г. Москва). – г. Москва, ООО «ИНТЕХЭКО», 2012 – С. 72–75.

75. Чернявский Н.В. О перспективах и особенностях использования угля в промышленности и коммунальной энергетике / Н.В. Чернявский // Современная наука: исследования, идеи, результаты, технологии. - Днепропетровск: НППВК "Триакоп". - 2012. - Вып. 1(9). - С. 80 – 88.

76. Иванов И.П. Образование сероводорода в пылеугольном факеле при сжигании АШ / И.П. Иванов, В.Г. Мещеряков // Теплоэнергетика – 1980 – №1 – С. 28–32.

77. Вольчин І.А. Особливості досягнення скорочення викидів забруднюючих речовин в теплоенергетиці України / І.А. Вольчин, О.Ф. Буляндра // Зб. тез доповідей «Вугільна теплоенергетика: проблеми реабілітації та розвитку». – 2014. – С. 92–94.

78. Вольчин І.А. Про Національний план скорочення викидів / І.А. Вольчин, В.А. Ращепкін // Зб. тез доповідей «Вугільна теплоенергетика: проблеми реабілітації та розвитку». – 2014. – С. 23–26.

79. Low-rank Coals for Power Generation, Fuel and Chemical Production/ Zhongyang Luo Michalis Agraniotis/ Woodhead Publishing, 21st June 2017, p 366.
80. Гиль А.В., Старченко А.В., Заворин А.С. Применение численного моделирования топочных процессов для практики перевода котлов на непроектное топливо : монография. - Томск : STT, 2011. - 184 С.
81. Дєдов В.Г. Досвід експериментального спалювання вугілля Г/А на Трипільській ТЕС / В.Г.Дєдов, О.М.Коземко, М.В.Чернявський та ін. // Енергетика та електрифікація. – 2010. - № 3. – С.49-55.
82. Zou, Chong; Zhao, Junxue; Li, Xiaoming; Shi, Ruimeng Effects of catalysts on combustion reactivity of anthracite and coal char with low combustibility at low/high heating rate/ Journal of Thermal Analysis & Calorimetry . Dec 2016, Vol. 126 Issue 3, p1469-1480. 12p.
83. Zhanxia Di, Tiejun Chun, Hongming Long, Qingmin Meng, Ping Wang and Jialong Yang/ Study on the effects of catalyst on combustion characteristics of pulverized coal / School of Metallurgical Engineering, Anhui University of Technology, Ma'anshan 243002, P.R. China. 14 September 2016.
84. Parmon V.N. Catalytic combustion: Achievements and problems / Parmon V.N., Simonov A.D., Sadykov V.A., Tikhov S.F./Combustion, Explosion, and Shock Waves. 2015. T. 51. № 2. С. 143-150.
85. L. Bonfanti, J De Michele Influence of Coal Type and Operating Conditions on the Formation of Incomplete Combustion Products. Pilot Plant Experiments // Combustion Science and Technology Volume 110-111, Issue 1, December 1995, pages 1-21.
86. Мадоян А.А. и др. Эффективное сжигание низкосортных углей в энергетических котлах – М.: Энергоатомиздат – 1991 – 200 С.
87. Степанова О.А. Исследование влияния подачи воздуха на потери котельного агрегата / О.А. Степанова, М.В. Ермоленко, С.К. Жумажан, А.В. Литвинчук, С.А. Должиков // Молодой ученый. 2015. № 14. С. 191–195.
88. Капустянський А.О. Результати експертних випробувань котла ТПП-210А Трипільської ТЕС при спалюванні твердого палива з додаванням каталізатора горіння / Капустянський А.О., Мисак Й.С. // Енергетика та електрифікація – 2012 – № 12 – С. 3-8.
89. Кнорре Г.Ф. и др. Теория топочных процессов М.: Энергия – 1966 – 491 С.
90. Huang, Y.; Yang, V. Dynamics and stability of lean-premixed swirl-stabilized combustion // Progress in Energy and Combustion Science, Volume 35, Issue 4, August 2009, P 293-364.

91. Осинцев К.В. Разработка технологии совместного сжигания на ТЭС разнородных углей и природного газа / К.В. Осинцев // Технічна теплофізика та промислового теплоенергетика – №2 – 2010 С. 143–156

92. Определение влияния на эффективность и надежность работы котлоагрегата №7 типа ЕП670-140 присадки-катализатора горения Reduxco при подачи ее в топку / ЧАО «Техэнерго», Львов, Инв №10.03.83, 2010 – 17 с. с ил.

93. Варламов Г.Б. Вплив характеристик непроектного твердого палива на показники надійності та економічності роботи котельного устаткування / Г.Б. Варламов, А.О. Капустянський // Енергетика: економіка, технології, екологія – № 1 – 2018 – С. 90–98.

94. Осинцев К.В. Учет термогазодинамических особенностей полидисперсного факела при проектировании / К.В. Осинцев // Минеральная часть топлива, шлакование, загрязнение и очистка котлов: Сборник докладов IV научно-практической конференции 2007. - Том II. - С. 86-88.

95. Капустянский А. А. Метод аналитического определения перерасхода топлива на пылеугольных котлах / А.А. Капустянский // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. - 2013. - № 6. - С. 8- 14.

96. Трёмбовля В.И. и др. Теплотехнические испытания котельных установок / Трёмбовля В.И., Фингер Е.Д., Авдеева А.А. – второе изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1991. –416 С.

97. Рабинович С. Г. Погрешность измерений / С. Г. Рабинович. – Л.: Энергия, 1978. – 262 С.

98. Измерения в промышленности: Справочник / Под ред. П.Профоса : пер. с нем. – М.: Металлургия, 1980. – 648 С.

99. Температурные измерения. Справочник / Геращенко О.А., Гордов А.Н., Еремина А.К. [и др.] – Киев: Наук. думка, 1989. – 704 С.

100. Голышев Л.В. Особенности сжигания антрацитовых углей ухудшенного качества в котле ТПП-210А / Л.В. Голышев, Б.Г. Синякевич, Н.Н. Красноштан // Энергетик – 1982 – №2 – С. 11–13.

101. Осинцев В.В. Применение многофункциональных горелок в технологии факельного сжигания газа и пыли угля с различным составом и свойствами на котлах Челябинской ТЭЦ-2 / В.В. Осинцев, М.П. Сухарев, Г.Ф. Кузнецов, Е.В. Торопов, К.В. Осинцев // Горение твердого топлива: Сб. докладов VI Всерос. конф., Новосибирск, 2006 г. - С. 142-150.

102. Капустянский А.О. Результати експертних випробувань котла БКЗ-210-140ПТ Чернігівської ТЕЦ при спалюванні твердого палива з додаванням каталізатора горіння / А.О. Капустянский // Вісник «НУ ЛП»

«Теплоэнергетика. Инженерия докiлля. Автоматизация» – 2013 – № 758. – С. 50-61.

103. Капустянский А.А. Влияние добавления катализатора горения на эффективность и экономичность работы котлов при сжигании угля / А.А. Капустянский // Энергия и менеджмент – 2013 – № 1(70) – С. 20-21.

104. Капустянский А.А. Влияние катализатора горения на эффективность работы паровых котлов / А.А. Капустянский // Теплоэнергетика – 2014 – № 9. – С. 50-56.

105. Капустянский А.А. Исследование факельного сжигания непроектных бинарных угольных смесей в паровых котлах / А.А. Капустянский // Теплоэнергетика – 2017 – № 7. – С. 1-8.

106. НПАОП 40.3-1.05-89. «Правила взрывобезопасности топливоподач и установок для приготовления и сжигания пылевидного топлива». : Видання офіційне. [Чинний від 21.08.1989]. Київ, 2008. 28 с.

107. Капустянский А.О. Дослідження факельного спалювання суміші пісного вугілля і золи / А.О. Капустянский // Науковий вісник НЛТУ України – 2016 – №26.5 – С. 250–255.

108. Бродянский В.М. Эксергетический метод и его приложения / Бродянский В.М., Фратшер В.С., Михалек К.М. – М.: Энергоатомиздат – 1988 – 288 С.

109. Островская А.В. Расчет потерь эксергии при сжигании топлива методами неравновесной термодинамики / А.В. Островская, Л.И. Кирнос, В.С. Белоусов, Г.П. Ясников // Теплоэнергетика – 2008 – №3 – С. 2–6.

110. Плетнев Г.П. Автоматизированное управление объектами тепловых электростанций / Г.П. Плетнев – М.: Энергия – 1976 – 424 С.



## **Додаток А**

Програма на мові С# для розрахунку ефективності роботи  
пиловугільних котлоагрегатів

## Додаток А.1 – Програмний текстовий файл точки входу програми (вхідної функції)

```
using System;
using System.Collections.Generic;
using System.Linq;
using System.Windows.Forms;

namespace AndriyKap_Program
{
    static class Program
    {
        /// <summary>
        /// The main entry point for the application.
        /// </summary>
        [STAThread]
        static void Main()
        {
            Application.EnableVisualStyles();
            Application.SetCompatibleTextRenderingDefault(false);
            Application.Run(new Form_Main());
        }
    }
}
```

## Додаток А.2 – Програмний текстовий файл опису головного вікна та усіх функцій пов'язаних з розрахунками

```

using System;
using System.Collections.Generic;
using System.ComponentModel;
using System.Data;
using System.Drawing;
using System.Linq;
using System.Text;
using System.Windows.Forms;

namespace AndriyKap_Program
{
    public partial class Form_Main : Form
    {
        #region GLOBAL CONSTANT DECLARATION

        //-----

        //Режим тесту по замовчуванню - true, звичайний режим - false
        private const bool TEST_REGIME_SET = true;

        //-----

        private const int NAME_PARAMETER_INDEX = 0;
        private const int DIMENSION_PARAMETER_INDEX = 1;
        private const int SET_PARAMETER_INDEX = 2;

        //-----

        #region Задаємо вхідні параметри таблиці

        private const string PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR = "*";
        private const string DECIMAL_SEPARATOR = ",";

        //-----

        private const string INPUT_PARAMETERS_ROW1 = "Вода, перегріта пара";
        private const string INPUT_PARAMETERS_ROW2 = "Витрата живильної води на котел, заміряна згідно показів приладу" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "т/год" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";
        private const string INPUT_PARAMETERS_ROW3 = "Тиск живильної води перед регулюючим живильним клапаном" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "кгс/см\u00B2" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";
        private const string INPUT_PARAMETERS_ROW4 = "Температура живильної води" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "\u02D2" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";
        private const string INPUT_PARAMETERS_ROW5 = "Ентальпія живильної води" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "ккал/кг" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";
        private const string INPUT_PARAMETERS_ROW6 = "Густина живильної води" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "кг/м\u00B3" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";
        private const string INPUT_PARAMETERS_ROW7 = "Тиск живильної води розрахунковий, згідно розрахунку витратомірної шайби" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "кгс/см\u00B2" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";
        private const string INPUT_PARAMETERS_ROW8 = "Температура живильної води розрахункова, згідно розрахунку витратомірної шайби" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "\u02D2" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";
    }
}

```

```

private const string INPUT_PARAMETERS_ROW9 = "Густина живильної води
розрахункова, згідно розрахункових параметрів витратомірної шайби" +
PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "кг/м\u00B3" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";
private const string INPUT_PARAMETERS_ROW10 = "Витрата води з
неперервною продувкою, заміряна згідно показів приладу" +
PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "т/год" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";
private const string INPUT_PARAMETERS_ROW11 = "Тиск в барабані котла" +
PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "кгс/см\u00B2" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";
private const string INPUT_PARAMETERS_ROW12 = "Ентальпія котлової води"
+ PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "ккал/кг" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";
private const string INPUT_PARAMETERS_ROW13 = "Густина котлової води" +
PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "кг/м\u00B3" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";
private const string INPUT_PARAMETERS_ROW14 = "Тиск води неперервної
продувки розрахунковий, згідно розрахунку витратомірної шайби" +
PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "кгс/см\u00B2" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";
private const string INPUT_PARAMETERS_ROW15 = "Температура води
неперервної продувки розрахункова, згідно розрахунку витратомірної шайби" +
PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "\u02DAC" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";
private const string INPUT_PARAMETERS_ROW16 = "Густина води неперервної
продувки розрахункова, згідно розрахунку витратомірної шайби" +
PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "кг/м\u00B3" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";
private const string INPUT_PARAMETERS_ROW17 = "Витрата перегрітої пари,
заміряна по приладу" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "т/год" +
PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";
private const string INPUT_PARAMETERS_ROW18 = "Тиск перегрітої пари,
заміряний згідно показів приладу" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "кгс/см\u00B2" +
PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";
private const string INPUT_PARAMETERS_ROW19 = "Температура перегрітої
пари, заміряна згідно показів приладу" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "\u02DAC" +
PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";
private const string INPUT_PARAMETERS_ROW20 = "Ентальпія перегрітої
пари" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "ккал/кг" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";
private const string INPUT_PARAMETERS_ROW21 = "Густина перегрітої пари"
+ PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "кг/м\u00B3" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";
private const string INPUT_PARAMETERS_ROW22 = "Тиск перегрітої пари
розрахунковий, згідно розрахунку витратомірної шайби" +
PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "кгс/см\u00B2" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";
private const string INPUT_PARAMETERS_ROW23 = "Температура перегрітої
пари розрахункова, згідно розрахунку витратомірної шайби" +
PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "\u02DAC" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";
private const string INPUT_PARAMETERS_ROW24 = "Густина перегрітої пари
розрахункова, згідно розрахунку витратомірної шайби" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR
+ "кг/м\u00B3" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";

```

```

//-----

```

```

private const string INPUT_PARAMETERS_ROW25 = "Паливо";
private const string INPUT_PARAMETERS_ROW26 = "Вміст кисню на робочий
стан палива" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";
private const string INPUT_PARAMETERS_ROW27 = "Вологість на робочий стан
палива" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";
private const string INPUT_PARAMETERS_ROW28 = "Зольність на робочий стан
палива" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";
private const string INPUT_PARAMETERS_ROW29 = "Нижча теплота згорання
вугілля на робочий стан палива" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "ккал/кг" +
PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";
private const string INPUT_PARAMETERS_ROW30 = "Вміст сірки на робочий
стан палива" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";
private const string INPUT_PARAMETERS_ROW31 = "Тонкість пилу млина 'А'"
+ PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";
private const string INPUT_PARAMETERS_ROW32 = "Тонкість пилу млина 'В'"
+ PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";

```

```

private const string INPUT_PARAMETERS_ROW33 = "Вміст горючих у золі
перед золотворювачами" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%" +
PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";

//-----

private const string INPUT_PARAMETERS_ROW34 = "Повітря";
private const string INPUT_PARAMETERS_ROW35 = "Температура холодного
повітря" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "\u02D4" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR +
"";
private const string INPUT_PARAMETERS_ROW36 = "Тиск первинного повітря в
загальному короби" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "кгс/м\u00B2" +
PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";

//-----

private const string INPUT_PARAMETERS_ROW37 = "Димові гази";
private const string INPUT_PARAMETERS_ROW38 = "Розрідження в топці" +
PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "кгс/м\u00B2" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";
private const string INPUT_PARAMETERS_ROW39 = "Температура димових газів
в поворотній камері" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "\u02D4" +
PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";
private const string INPUT_PARAMETERS_ROW40 = "Температура відхідних
димових газів за І-ю ст.повітропідігрівника" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR +
"\u02D4" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";

//-----

private const string INPUT_PARAMETERS_ROW41 = "Склад димових газів в
поворотній камері (режимна точка)";
private const string INPUT_PARAMETERS_ROW42 = "Об'ємна концентрація
кисню" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";
private const string INPUT_PARAMETERS_ROW43 = "Концентрація оксиду
вуглецю" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "ppm" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";

//-----

private const string INPUT_PARAMETERS_ROW44 = "Склад димових газів за
повітропідігрівником (балансова точка)";
private const string INPUT_PARAMETERS_ROW45 = "Об'ємна концентрація
кисню" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";
private const string INPUT_PARAMETERS_ROW46 = "Концентрація оксиду
вуглецю" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "ppm" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";
private const string INPUT_PARAMETERS_ROW47 = "Концентрація оксиду
азоту" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "";

//-----

//Кількість вхідних параметрів
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW_COUNT = 47;

//Складаємо масив
string[] INPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY =
{
    INPUT_PARAMETERS_ROW1,
    INPUT_PARAMETERS_ROW2,
    INPUT_PARAMETERS_ROW3,
    INPUT_PARAMETERS_ROW4,
    INPUT_PARAMETERS_ROW5,
    INPUT_PARAMETERS_ROW6,
    INPUT_PARAMETERS_ROW7,
    INPUT_PARAMETERS_ROW8,
    INPUT_PARAMETERS_ROW9,
    INPUT_PARAMETERS_ROW10,

```

```

    INPUT_PARAMETERS_ROW11,
    INPUT_PARAMETERS_ROW12,
    INPUT_PARAMETERS_ROW13,
    INPUT_PARAMETERS_ROW14,
    INPUT_PARAMETERS_ROW15,
    INPUT_PARAMETERS_ROW16,
    INPUT_PARAMETERS_ROW17,
    INPUT_PARAMETERS_ROW18,
    INPUT_PARAMETERS_ROW19,
    INPUT_PARAMETERS_ROW20,
    INPUT_PARAMETERS_ROW21,
    INPUT_PARAMETERS_ROW22,
    INPUT_PARAMETERS_ROW23,
    INPUT_PARAMETERS_ROW24,
    INPUT_PARAMETERS_ROW25,
    INPUT_PARAMETERS_ROW26,
    INPUT_PARAMETERS_ROW27,
    INPUT_PARAMETERS_ROW28,
    INPUT_PARAMETERS_ROW29,
    INPUT_PARAMETERS_ROW30,
    INPUT_PARAMETERS_ROW31,
    INPUT_PARAMETERS_ROW32,
    INPUT_PARAMETERS_ROW33,
    INPUT_PARAMETERS_ROW34,
    INPUT_PARAMETERS_ROW35,
    INPUT_PARAMETERS_ROW36,
    INPUT_PARAMETERS_ROW37,
    INPUT_PARAMETERS_ROW38,
    INPUT_PARAMETERS_ROW39,
    INPUT_PARAMETERS_ROW40,
    INPUT_PARAMETERS_ROW41,
    INPUT_PARAMETERS_ROW42,
    INPUT_PARAMETERS_ROW43,
    INPUT_PARAMETERS_ROW44,
    INPUT_PARAMETERS_ROW45,
    INPUT_PARAMETERS_ROW46,
    INPUT_PARAMETERS_ROW47
};

private const int INPUT_PARAMETERS_ROW1_INDEX = 0;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW2_INDEX = 1;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW3_INDEX = 2;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW4_INDEX = 3;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW5_INDEX = 4;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW6_INDEX = 5;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW7_INDEX = 6;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW8_INDEX = 7;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW9_INDEX = 8;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW10_INDEX = 9;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW11_INDEX = 10;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW12_INDEX = 11;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW13_INDEX = 12;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW14_INDEX = 13;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW15_INDEX = 14;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW16_INDEX = 15;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW17_INDEX = 16;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW18_INDEX = 17;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW19_INDEX = 18;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW20_INDEX = 19;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW21_INDEX = 20;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW22_INDEX = 21;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW23_INDEX = 22;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW24_INDEX = 23;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW25_INDEX = 24;

```

```

private const int INPUT_PARAMETERS_ROW26_INDEX = 25;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW27_INDEX = 26;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW28_INDEX = 27;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW29_INDEX = 28;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW30_INDEX = 29;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW31_INDEX = 30;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW32_INDEX = 31;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW33_INDEX = 32;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW34_INDEX = 33;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW35_INDEX = 34;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW36_INDEX = 35;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW37_INDEX = 36;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW38_INDEX = 37;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW39_INDEX = 38;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW40_INDEX = 39;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW41_INDEX = 40;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW42_INDEX = 41;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW43_INDEX = 42;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW44_INDEX = 43;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW45_INDEX = 44;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW46_INDEX = 45;
private const int INPUT_PARAMETERS_ROW47_INDEX = 46;

#endregion

//-----

#region Задаємо вихідні параметри таблиці

private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW1 = "Допоміжні розрахунки";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW2 = "Витрата живильної води на
котел, приведена до розрахункових параметрів витратомірної шайби" +
PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "т/год";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW3 = "Витрата води з
неперервною продувкою, приведена до розрахункових параметрів витратомірної
шайби" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "т/год";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW4 = "Витрата перегрітої пари,
приведена до розрахункових параметрів витратомірної шайби" +
PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "т/год";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW5 = "Теплова продуктивність
котла" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "Гкал/год";

//-----

private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW6 = "Економічні та екологічні
показники роботи котла (Метод зворотнього балансу. Без каталізатора)";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW7 = "Масова концентрація
оксиду вуглецю в поворотній камері" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "мг/нм\u00B3";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW8 = "Об'ємна концентрація
оксиду вуглецю в поворотній камері" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW9 = "Масова концентрація
оксиду вуглецю за повітропідігрівником" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR +
"мг/нм\u00B3";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW10 = "Об'ємна концентрація
оксиду вуглецю за повітропідігрівником" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW11 = "Масова концентрація
оксиду азоту за повітропідігрівником" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR +
"мг/нм\u00B3";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW12 = "Коефіцієнт надлишку
повітря в режимній точці" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "-";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW13 = "Коефіцієнт надлишку
повітря в балансовій точці" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "-";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW14 = "Об'ємна концентрація
діоксиду вуглецю в поворотній камері" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%";

```

```

private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW15 = "Об'ємна концентрація
діоксида вуглецю за повітропідігрівником" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW16 = "Присоси повітря на
ділянці 'режимна точка - балансова точка'" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "-";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW17 = "Втрати тепла від
механічної неповноти згоряння" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW18 = "Втрати тепла з
відхідними газами" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW19 = "Втрати тепла від
хімічної неповноти згоряння" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW20 = "Втрати тепла в
навколишнє середовище" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW21 = "Втрати тепла з фізичним
теплом жужелю" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW22 = "Сума втрат тепла" +
PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW23 = "Коефіцієнт корисної дії
(ККД) котла брутто" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW24 = "Витрата вугілля по
зворотньому балансу" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "т/год";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW25 = "Питома витрата вугілля
на 1Гкал виробленого тепла" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "кг/Гкал";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW26 = "Масова концентрація
оксиду вуглецю за димососами" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "мг/нм\u00B3";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW27 = "Масова концентрація
оксидів азоту за димососами" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "мг/нм\u00B3";

//-----

private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW28 = "Економічні та екологічні
показники роботи котла (Метод зворотнього балансу. З каталізатором)";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW29 = "Вміст горючих у золі
перед золоуловлювачами" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW30 = "Втрати тепла від
механічної неповноти згоряння" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW31 = "Втрати тепла з
відхідними газами" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW32 = "Втрати тепла від
хімічної неповноти згоряння" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW33 = "Втрати тепла в
навколишнє середовище" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW34 = "Втрати тепла з фізичним
теплом жужелю" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW35 = "Сума втрат тепла" +
PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW36 = "Коефіцієнт корисної дії
(ККД) котла брутто" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW37 = "Витрата вугілля по
зворотньому балансу" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "т/год";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW38 = "Питома витрата вугілля
на 1Гкал виробленого тепла" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "кг/Гкал";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW39 = "Масова концентрація
оксиду вуглецю за димососами" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "мг/нм\u00B3";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW40 = "Масова концентрація
оксидів азоту за димососами" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "мг/нм\u00B3";

//-----

private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW41 = "Економічні та екологічні
показники роботи котла (Метод енергетичних матриць)";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW42 = "Ексергетичний еквівалент
нижчої теплоти згорання вугілля на робочий стан палива" +
PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "ккал/кг";

```



```

private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW43 = "Втрати тепла від
механічної неповноти згоряння" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW44 = "Втрати тепла з
відхідними газами" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW45 = "Втрати тепла від
хімічної неповноти згоряння" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW46 = "Втрати тепла в
навколишнє середовище" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW47 = "Втрати тепла з фізичним
теплом жужелю" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW48 = "Сума втрат тепла" +
PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW49 = "Коефіцієнт корисної дії
(ККД) котла бруто" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "%";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW50 = "Витрата вугілля по
зворотньому балансу" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "т/год";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW51 = "Питома витрата вугілля
на 1Гкал виробленого тепла" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "кг/Гкал";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW52 = "Масова концентрація
оксиду вуглецю за димососами" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "мг/нм\u00B3";
private const string OUTPUT_PARAMETERS_ROW53 = "Масова концентрація
оксидів азоту за димососами" + PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR + "мг/нм\u00B3";

```

```
//-----
```

```
//Кількість вихідних параметрів
```

```
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW_COUNT = 42;
```

```
//Складаємо масив
```

```
string[] OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY =
{
```

```

    OUTPUT_PARAMETERS_ROW1,
    OUTPUT_PARAMETERS_ROW2,
    OUTPUT_PARAMETERS_ROW3,
    OUTPUT_PARAMETERS_ROW4,
    OUTPUT_PARAMETERS_ROW5,
    OUTPUT_PARAMETERS_ROW6,
    OUTPUT_PARAMETERS_ROW7,
    OUTPUT_PARAMETERS_ROW8,
    OUTPUT_PARAMETERS_ROW9,
    OUTPUT_PARAMETERS_ROW10,
    OUTPUT_PARAMETERS_ROW11,
    OUTPUT_PARAMETERS_ROW12,
    OUTPUT_PARAMETERS_ROW13,
    OUTPUT_PARAMETERS_ROW14,
    OUTPUT_PARAMETERS_ROW15,
    OUTPUT_PARAMETERS_ROW16,
    OUTPUT_PARAMETERS_ROW17,
    OUTPUT_PARAMETERS_ROW18,
    OUTPUT_PARAMETERS_ROW19,
    OUTPUT_PARAMETERS_ROW20,
    OUTPUT_PARAMETERS_ROW21,
    OUTPUT_PARAMETERS_ROW22,
    OUTPUT_PARAMETERS_ROW23,
    OUTPUT_PARAMETERS_ROW24,
    OUTPUT_PARAMETERS_ROW25,
    OUTPUT_PARAMETERS_ROW26,
    OUTPUT_PARAMETERS_ROW27,
    OUTPUT_PARAMETERS_ROW28,
    OUTPUT_PARAMETERS_ROW29,
    OUTPUT_PARAMETERS_ROW30,
    OUTPUT_PARAMETERS_ROW31,
    OUTPUT_PARAMETERS_ROW32,
    OUTPUT_PARAMETERS_ROW33,

```

```

        OUTPUT_PARAMETERS_ROW34,
        OUTPUT_PARAMETERS_ROW35,
        OUTPUT_PARAMETERS_ROW36,
        OUTPUT_PARAMETERS_ROW37,
        OUTPUT_PARAMETERS_ROW38,
        OUTPUT_PARAMETERS_ROW39,
        OUTPUT_PARAMETERS_ROW40,
        OUTPUT_PARAMETERS_ROW41,
        OUTPUT_PARAMETERS_ROW42,
        OUTPUT_PARAMETERS_ROW43,
        OUTPUT_PARAMETERS_ROW44,
        OUTPUT_PARAMETERS_ROW45,
        OUTPUT_PARAMETERS_ROW46,
        OUTPUT_PARAMETERS_ROW47,
        OUTPUT_PARAMETERS_ROW48,
        OUTPUT_PARAMETERS_ROW49,
        OUTPUT_PARAMETERS_ROW50,
        OUTPUT_PARAMETERS_ROW51,
        OUTPUT_PARAMETERS_ROW52,
        OUTPUT_PARAMETERS_ROW53
    };

private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW1_INDEX = 0;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW2_INDEX = 1;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW3_INDEX = 2;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW4_INDEX = 3;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW5_INDEX = 4;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW6_INDEX = 5;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW7_INDEX = 6;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW8_INDEX = 7;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW9_INDEX = 8;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW10_INDEX = 9;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW11_INDEX = 10;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW12_INDEX = 11;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW13_INDEX = 12;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW14_INDEX = 13;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW15_INDEX = 14;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW16_INDEX = 15;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW17_INDEX = 16;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW18_INDEX = 17;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW19_INDEX = 18;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW20_INDEX = 19;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW21_INDEX = 20;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW22_INDEX = 21;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW23_INDEX = 22;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW24_INDEX = 23;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW25_INDEX = 24;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW26_INDEX = 25;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW27_INDEX = 26;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW28_INDEX = 27;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW29_INDEX = 28;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW30_INDEX = 29;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW31_INDEX = 30;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW32_INDEX = 31;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW33_INDEX = 32;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW34_INDEX = 33;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW35_INDEX = 34;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW36_INDEX = 35;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW37_INDEX = 36;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW38_INDEX = 37;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW39_INDEX = 38;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW40_INDEX = 39;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW41_INDEX = 40;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW42_INDEX = 41;

```

```

private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW43_INDEX = 42;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW44_INDEX = 43;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW45_INDEX = 44;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW46_INDEX = 45;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW47_INDEX = 46;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW48_INDEX = 47;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW49_INDEX = 48;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW50_INDEX = 49;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW51_INDEX = 50;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW52_INDEX = 51;
private const int OUTPUT_PARAMETERS_ROW53_INDEX = 52;

#endregion
//-----

//Кількість знаків після коми по замовчуванню
private const int DECIMAL_SYMBOLS_COUNT = 3;

//-----
#endregion
//-----

#region GLOBAL VARIABLES DECLARATION

Form_Calculation Form_Calc = new Form_Calculation();
Form_Setup Form_Set = new Form_Setup();

Color Group_Color = Color.Yellow;
Color Subgroup_Color = Color.Coral;

int DecimalSymbols = DECIMAL_SYMBOLS_COUNT;
bool TestRegime = TEST_REGIME_SET;
string dec_separator = DECIMAL_SEPARATOR;

//-----
#endregion

/*****
//Загальні функції
*****/

/*****

#region LOAD TABLE FUNCTION

private void LoadTable_Function()
{
    //-----
    //Ініціалізація змінних
    //-----

    int TestParameterIndex = 0;

    //-----

    //Очищаємо таблицю
    InputData_DataGridView.Rows.Clear();

    //Добавляємо параметри
    for (int i = 0; i < INPUT_PARAMETERS_ROW_COUNT; i++)
    {
        //Добавляємо новий ряд параметру
        if
(INPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[i].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray())[0
]).Length > 1)

```

```

        {
            InputData_DataGridView.Rows.Add(

INPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[i].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0]
)[NAME_PARAMETER_INDEX],

INPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[i].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0]
)[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
                (TestRegime ?
                (String.IsNullOrEmpty(TestArrPar[TestParameterIndex, 1]) ?
                TestArrPar[TestParameterIndex, 0] : String.Concat(TestArrPar[TestParameterIndex,
                0], dec_separator, TestArrPar[TestParameterIndex, 1])) :
                INPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[i].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0]
                )[SET_PARAMETER_INDEX]));
                ++TestParameterIndex;

                //Встановлюємо розмірність курсивом

InputData_DataGridView.Rows[InputData_DataGridView.Rows.Count -
1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
FontStyle.Italic);
        }
        else
        {
            //Добовляємо назву групи

InputData_DataGridView.Rows.Add(INPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[i]);

InputData_DataGridView.Rows[InputData_DataGridView.Rows.Count -
1].Cells[SET_PARAMETER_INDEX].ReadOnly = true;

            //Виділяємо ряд кольором

InputData_DataGridView.Rows[InputData_DataGridView.Rows.Count -
1].DefaultCellStyle.BackColor = Group_Color;

            //Ставимо вирівнювання по центру

InputData_DataGridView.Rows[InputData_DataGridView.Rows.Count -
1].DefaultCellStyle.Alignment = DataGridViewContentAlignment.MiddleCenter;
        }
    }

    //Знімаємо всі виділення
    for (int i = 0; i < INPUT_PARAMETERS_ROW_COUNT; i++)
        InputData_DataGridView.Rows[i].Selected = false;

    //Виділяємо перше поле вводу
    InputData_DataGridView.Rows[1].Cells[SET_PARAMETER_INDEX].Selected =
true;

    //Переводимо фокус на таблицю
    InputData_DataGridView.Focus();
    InputData_DataGridView.Select();
}

#endregion

//*****

#region CHECK PARAMETER FUNCTION

private bool CheckParameter_Function(int row_index)

```

```

{
    //-----
    //Ініціалізація змінних
    //-----

    //Перевіряємо чи введені дані
    if
    (String.IsNullOrEmpty(InputData_DataGridView.Rows[row_index].Cells[SET_PARAMETER_INDEX].Value.ToString()))
    {
        MessageBox.Show("В поле вводу параметру:" + "\n\r" + "'" +
        InputData_DataGridView.Rows[row_index].Cells[NAME_PARAMETER_INDEX].Value.ToString() + "'" + "\n\r" + "не введені дані!", "Warning", MessageBoxButtons.OK,
        MessageBoxIcon.Warning);
        return false;
    }
    //Перевірка на правильне введенне число
    else
    {
        try
        {
            //Спроба переводу в число з плаваючою точкою

            Double.Parse(InputData_DataGridView.Rows[row_index].Cells[SET_PARAMETER_INDEX].Value.ToString());
        }
        catch
        {
            MessageBox.Show("В поле вводу параметру:" + "\n\r" + "'" +
            InputData_DataGridView.Rows[row_index].Cells[NAME_PARAMETER_INDEX].Value.ToString() + "'" + "\n\r" + "введені некоректні дані!", "Warning",
            MessageBoxButtons.OK, MessageBoxIcon.Warning);
            return false;
        }
    }

    return true;
}
#endregion

//*****

#region GET INPUT PARAMETER VALUE FUNCTION

private double GetInputParameterValue_Function(int row_index)
{
    //-----
    //Ініціалізація змінних
    //-----

    //-----

    //Повертаємо значення знайденого параметру
    return
    Double.Parse(InputData_DataGridView.Rows[row_index].Cells[SET_PARAMETER_INDEX].Value.ToString());
}
#endregion

//*****

#region GET OUTPUT PARAMETER VALUE FUNCTION

private double GetOutputParameterValue_Function(int row_index)

```

```

{
    //-----
    //Ініціалізація змінних
    //-----

    //-----

    //Повертаємо значення знайденого параметру
    return
Double.Parse(Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[row_index].Cells[SET_PARAMETER_INDEX].Value.ToString());
}

#endregion

//*****

#region CALC FUNCTION

private void Calc_Function()
{
    //-----
    //Ініціалізація змінних
    //-----

    bool init_check_param = false;
    double temp_calc_value = 0;
    int calc_row_shift = 0;

    //-----

    #region Перевірка введених даних

    for (int i = 0; i < INPUT_PARAMETERS_ROW_COUNT; i++)
    {
        if
(INPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[i].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray())[0
]).Length > 1)
        {
            //Тест введених даних
            if (CheckParameter_Function(i))
            {
                init_check_param = true;
                continue;
            }
            else
            {
                //Знімаємо сві виділення
                for (int n = 0; n < InputData_DataGridView.Rows.Count;
n++)
                    InputData_DataGridView.Rows[n].Selected = false;

                //Виділяємо поле вводу

                InputData_DataGridView.Rows[i].Cells[SET_PARAMETER_INDEX].Selected = true;

                //Прериваємо цикл
                init_check_param = false;
                break;
            }
        }
    }
}

```

```

#endregion
//-----

#region Розраховуємо параметри

if (init_check_param)
{
    //-----

    //Очищаємо таблицю
    Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Clear();

    #region Допоміжні розрахунки

    //Добавляємо назву групи

    Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW1_INDEX], "", "");

    //Виділяємо ряд кольором

    Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].DefaultCellStyle.BackColor = Group_Color;

    //Ставимо вирівнювання по центру

    Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].DefaultCellStyle.Alignment = DataGridViewContentAlignment.MiddleCenter;

    //-----

    //Витрата живильної води на котел, приведена до розрахункових параметрів витратомірної шайби
    temp_calc_value =
    Math.Round(GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW2_INDEX) *
    Math.Sqrt(GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW6_INDEX) /
    GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW9_INDEX)), DecimalSymbols);

    //Добавляємо в таблицю
    Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

    OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW2_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

    OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW2_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
    temp_calc_value);

    //Встановлюємо розмірність курсивом

    Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
    FontStyle.Italic);

    //-----

    //Витрата води з неперервною продувкою, приведена до розрахункових параметрів витратомірної шайби
    temp_calc_value =
    Math.Round(GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW10_INDEX) *
    Math.Sqrt(GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW13_INDEX) /
    GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW16_INDEX)), DecimalSymbols);

    //Добавляємо в таблицю

```

```

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW3_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW3_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
    temp_calc_value);

//Встановлюємо розмірність курсивом

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
FontStyle.Italic);

//-----

//Витрата перегрітої пари, приведена до розрахункових параметрів
витратомірної шайби
temp_calc_value =
Math.Round(GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW17_INDEX) *
Math.Sqrt(GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW21_INDEX) /
GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW24_INDEX)), DecimalSymbols);

//Добавляємо в таблицю
Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW4_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW4_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
    temp_calc_value);

//Встановлюємо розмірність курсивом

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
FontStyle.Italic);

//-----

//Теплова продуктивність котла
temp_calc_value =
Math.Round((GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW4_INDEX) *
(GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW20_INDEX) -
GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW4_INDEX)) +
GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW10_INDEX) *
(GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW12_INDEX) -
GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW4_INDEX))) / 1000,
DecimalSymbols);

//Добавляємо в таблицю
Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW5_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW5_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
    temp_calc_value);

//Встановлюємо розмірність курсивом

```



```

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
FontStyle.Italic);

        #endregion

        //-----

        #region Економічні та екологічні показники роботи котла (Метод
зворотнього балансу. Без каталізатора)

        //Добавляємо назву групи

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_
PARAMETERS_ROW6_INDEX], "", "");

        //Виділяємо ряд кольором

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].DefaultCellStyle.BackColor = Group_Color;

        //Ставимо вирівнювання по центру

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].DefaultCellStyle.Alignment = DataGridViewContentAlignment.MiddleCenter;

        //-----

        //Масова концентрація оксиду вуглецю в поворотній камері
        temp_calc_value = Math.Round(1.25f *
GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW43_INDEX), DecimalSymbols);

        //Добавляємо в таблицю
        Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW7_INDEX].Split(PARAMETERS_ROW
S_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW7_INDEX].Split(PARAMETERS_ROW
S_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
        temp_calc_value);

        //Встановлюємо розмірність курсивом

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
FontStyle.Italic);

        //-----

        //Об'ємна концентрація оксиду вуглецю в поворотній камері
        temp_calc_value =
Math.Round(GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW7_INDEX) /
1.25f / 10000, DecimalSymbols);

        //Добавляємо в таблицю
        Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW8_INDEX].Split(PARAMETERS_ROW
S_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW8_INDEX].Split(PARAMETERS_ROW
S_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],

```

```

        temp_calc_value);

        //Встановлюємо розмірність курсивом
Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
FontStyle.Italic);

        //-----

        //Масова концентрація оксиду вуглецю за повітропідігрівником
        temp_calc_value = Math.Round(1.25f *
GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW46_INDEX), DecimalSymbols);

        //Добавляємо в таблицю
Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW9_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW9_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
        temp_calc_value);

        //Встановлюємо розмірність курсивом
Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
FontStyle.Italic);

        //-----

        //Об'ємна концентрація оксиду вуглецю в поворотній камері
        temp_calc_value =
Math.Round(GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW9_INDEX) /
1.25f / 10000, DecimalSymbols);

        //Добавляємо в таблицю
Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW10_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW10_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
        temp_calc_value);

        //Встановлюємо розмірність курсивом
Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
FontStyle.Italic);

        //-----

        //Масова концентрація оксиду азоту за повітропідігрівником
        temp_calc_value = Math.Round(2.05f *
GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW47_INDEX), DecimalSymbols);

        //Добавляємо в таблицю
Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW11_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

```

```

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW11_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
    temp_calc_value);

    //Встановлюємо розмірність курсивом

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
    FontStyle.Italic);

    //-----

    //Коефіцієнт надлишку повітря в режимній точці
    temp_calc_value = Math.Round((21 - 0.02f *
    GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW42_INDEX)) / (21 -
    GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW42_INDEX) + 0.5f *
    GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW8_INDEX)),
    DecimalSymbols);

    //Добавляємо в таблицю
    Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

    OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW12_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

    OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW12_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
        temp_calc_value);

    //Встановлюємо розмірність курсивом

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
    FontStyle.Italic);

    //-----

    //Коефіцієнт надлишку повітря в балансовій точці
    temp_calc_value = Math.Round((21 - 0.02f *
    GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW45_INDEX)) / (21 -
    GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW45_INDEX) + 0.5f *
    GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW10_INDEX)),
    DecimalSymbols);

    //Добавляємо в таблицю
    Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

    OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW13_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

    OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW13_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
        temp_calc_value);

    //Встановлюємо розмірність курсивом

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
    FontStyle.Italic);

    //-----

    //Об'ємна концентрація діоксиду вуглецю в поворотній камері

```

```

        temp_calc_value =
Math.Round((GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW42_INDEX) - 0.5f
* GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW8_INDEX) + 1.05 *
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW8_INDEX) -
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW12_INDEX) * 1.05f *
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW8_INDEX)) /
(GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW12_INDEX) * 1.05f -
1.05f), DecimalSymbols);

        //Добавляємо в таблицю
        Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW14_INDEX].Split(PARAMETERS_ROW
SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW14_INDEX].Split(PARAMETERS_ROW
SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
        temp_calc_value);

        //Встановлюємо розмірність курсивом

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Co
unt - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
FontStyle.Italic);

        //-----

        //Об'ємна концентрація діоксиду вуглецю за повітропідігрівником
        temp_calc_value =
Math.Round((GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW45_INDEX) - 0.5f
* GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW10_INDEX) + 1.05 *
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW10_INDEX) -
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW13_INDEX) * 1.05f *
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW10_INDEX)) /
(GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW13_INDEX) * 1.05f -
1.05f), DecimalSymbols);

        //Добавляємо в таблицю
        Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW15_INDEX].Split(PARAMETERS_ROW
SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW15_INDEX].Split(PARAMETERS_ROW
SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
        temp_calc_value);

        //Встановлюємо розмірність курсивом

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Co
unt - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
FontStyle.Italic);

        //-----

        //Присоси повітря на ділянці "режимна точка - балансова точка"
        temp_calc_value =
Math.Round(GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW13_INDEX) -
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW12_INDEX),
DecimalSymbols);

        //Добавляємо в таблицю
        Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

```

```

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW16_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW16_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
    temp_calc_value);

    //Встановлюємо розмірність курсивом

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
    FontStyle.Italic);

    //-----

    //Втрати тепла від механічної неповноти згоряння
    temp_calc_value = Math.Round(0.85f *
    GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW33_INDEX) *
    GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW28_INDEX) * 7800 / (100 -
    GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW33_INDEX)) /
    GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW29_INDEX), DecimalSymbols);

    //Добавляємо в таблицю
    Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW17_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW17_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
    temp_calc_value);

    //Встановлюємо розмірність курсивом

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
    FontStyle.Italic);

    //-----

    //Втрати тепла з відхідними газами
    temp_calc_value = Math.Round(((3.52f *
    GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW13_INDEX) + 0.36f) *
    (GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW40_INDEX) -
    GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW13_INDEX) *
    GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW35_INDEX) /
    (GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW13_INDEX) + 0.11f)) *
    (1 + 0.013f *
    (GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW40_INDEX) - 150) / 100) *
    (1 -
    GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW17_INDEX) / 100)) / 100,
    DecimalSymbols);

    //Добавляємо в таблицю
    Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW18_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW18_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
    temp_calc_value);

```

```

//Встановлюємо розмірність курсивом
Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
FontStyle.Italic);

//-----

//Втрати тепла від хімічної неповноти згоряння
temp_calc_value = Math.Round(3.32f *
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW10_INDEX) *
(GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW13_INDEX) - 0.02f) * (1 +
6 * GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW27_INDEX) /
GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW29_INDEX)) * (1 - 0.01f *
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW17_INDEX)),
DecimalSymbols);

//Добавляємо в таблицю
Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW19_INDEX].Split(PARAMETERS_ROW_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW19_INDEX].Split(PARAMETERS_ROW_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
temp_calc_value);

//Встановлюємо розмірність курсивом
Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
FontStyle.Italic);

//-----

//Втрати тепла в навколишнє середовище
temp_calc_value = Math.Round(0.5f * 210 /
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW4_INDEX), DecimalSymbols);

//Добавляємо в таблицю
Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW20_INDEX].Split(PARAMETERS_ROW_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW20_INDEX].Split(PARAMETERS_ROW_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
temp_calc_value);

//Встановлюємо розмірність курсивом
Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
FontStyle.Italic);

//-----

//Втрати тепла з фізичним теплом шлаку
temp_calc_value = Math.Round(0.15f *
GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW28_INDEX) * 339 /
GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW29_INDEX), DecimalSymbols);

//Добавляємо в таблицю
Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

```

```

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW21_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW21_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
    temp_calc_value);

        //Встановлюємо розмірність курсивом

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
    FontStyle.Italic);

        //-----

        //Сума витрат тепла
        temp_calc_value =
Math.Round(GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW17_INDEX) +
    GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW18_INDEX) +
    GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW19_INDEX) +
    GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW20_INDEX) +
    GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW21_INDEX),
    DecimalSymbols);

        //Добавляємо в таблицю
        Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW22_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW22_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
    temp_calc_value);

        //Встановлюємо розмірність курсивом

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
    FontStyle.Italic);

        //-----

        //Коефіцієнт корисної дії (ККД) котла бруто
        temp_calc_value = Math.Round(100 -
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW22_INDEX),
    DecimalSymbols);

        //Добавляємо в таблицю
        Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW23_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW23_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
    temp_calc_value);

        //Встановлюємо розмірність курсивом

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
    FontStyle.Italic);

```

```

//-----

//Витрата вугілля по зворотньому балансу
temp_calc_value = Math.Round(100000 *
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW5_INDEX) /
GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW29_INDEX) /
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW23_INDEX),
DecimalSymbols);

//Добавляємо в таблицю
Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW24_INDEX].Split(PARAMETERS_ROW_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW24_INDEX].Split(PARAMETERS_ROW_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
temp_calc_value);

//Встановлюємо розмірність курсивом
Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
FontStyle.Italic);

//-----

//Питома витрата вугілля на 1Гкал виробленого тепла
temp_calc_value = Math.Round(1000 *
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW24_INDEX) /
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW5_INDEX), DecimalSymbols);

//Добавляємо в таблицю
Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW25_INDEX].Split(PARAMETERS_ROW_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW25_INDEX].Split(PARAMETERS_ROW_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
temp_calc_value);

//Встановлюємо розмірність курсивом
Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
FontStyle.Italic);

//-----

//Масова концентрація оксиду вуглецю за димососами
temp_calc_value =
Math.Round(GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW9_INDEX) * (21
- 6) / (21 - GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW45_INDEX)),
DecimalSymbols);

//Добавляємо в таблицю
Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW26_INDEX].Split(PARAMETERS_ROW_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW26_INDEX].Split(PARAMETERS_ROW_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],

```



```

        temp_calc_value);

        //Встановлюємо розмірність курсивом
Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
FontStyle.Italic);

        //-----

        //Масова концентрація оксидів азоту за димососами
        temp_calc_value =
Math.Round(GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW11_INDEX) * (21
- 6) / (21 - GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW45_INDEX)),
DecimalSymbols);

        //Добавляємо в таблицю
Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW27_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW27_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
        temp_calc_value);

        //Встановлюємо розмірність курсивом
Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
FontStyle.Italic);

        //-----
        #endregion
        //-----

        #region Економічні та екологічні показники роботи котла (Метод
зворотнього балансу. З каталізатором)

        if (SetKatalozator_CheckBox.Checked)
        {
            //Добавляємо назву групи

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW28_INDEX], "", "");

            //Виділяємо ряд кольором

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].DefaultCellStyle.BackColor = Group_Color;

            //Ставимо вирівнювання по центру

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].DefaultCellStyle.Alignment = DataGridViewContentAlignment.MiddleCenter;

            //-----

            //Вміст горючих у золі перед золовловлювачами
            temp_calc_value =
Math.Round(GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW33_INDEX) -
Math.Pow(3, (210 + 3 * (210 -
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW4_INDEX))) / 210),
DecimalSymbols);

```

```

        //Добавляємо в таблицю
        Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW29_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW29_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
        temp_calc_value);

        //Встановлюємо розмірність курсивом

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
FontStyle.Italic);

        //-----

        //Втрати тепла від механічної неповноти згоряння
        temp_calc_value = Math.Round(0.85f *
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW29_INDEX) *
GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW28_INDEX) * 7800 / (100 -
GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW33_INDEX)) /
GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW29_INDEX), DecimalSymbols);

        //Добавляємо в таблицю
        Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW30_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW30_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
        temp_calc_value);

        //Встановлюємо розмірність курсивом

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
FontStyle.Italic);

        //-----

        //Втрати тепла з відхідними газами
        temp_calc_value = Math.Round(((3.52f *
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW13_INDEX) + 0.36f) *
(GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW40_INDEX) -
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW13_INDEX) *
GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW35_INDEX) /
(GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW13_INDEX) + 0.11f)) *
(1 + 0.013f *
(GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW40_INDEX) - 150) / 100) *
(1 -
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW30_INDEX) / 100)) / 100,
DecimalSymbols);

        //Добавляємо в таблицю
        Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW31_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

```

```

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW31_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
    temp_calc_value);

//Встановлюємо розмірність курсивом

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
    FontStyle.Italic);

//-----

//Втрати тепла від хімічної неповноти згоряння
temp_calc_value = Math.Round(3.32f *
    GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW10_INDEX) *
    (GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW13_INDEX) - 0.02f) * (1 +
    6 * GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW27_INDEX) /
    GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW29_INDEX)) * (1 - 0.01f *
    GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW30_INDEX)),
    DecimalSymbols);

//Добавляємо в таблицю
Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

    OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW32_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

    OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW32_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
        temp_calc_value);

//Встановлюємо розмірність курсивом

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
    FontStyle.Italic);

//-----

//Втрати тепла в навколишнє середовище
temp_calc_value = Math.Round(0.5f * 210 /
    GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW4_INDEX), DecimalSymbols);

//Добавляємо в таблицю
Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

    OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW33_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

    OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW33_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
        temp_calc_value);

//Встановлюємо розмірність курсивом

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
    FontStyle.Italic);

//-----

//Втрати тепла з фізичним теплом шлаку

```

```

        temp_calc_value = Math.Round(0.15f *
GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW28_INDEX) * 339 /
GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW29_INDEX), DecimalSymbols);

        //Добавляємо в таблицю
        Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW34_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW34_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
        temp_calc_value);

        //Встановлюємо розмірність курсивом

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
FontStyle.Italic);

        //-----

        //Сума втрат тепла
        temp_calc_value =
Math.Round(GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW30_INDEX) +
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW31_INDEX) +
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW32_INDEX) +
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW33_INDEX) +
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW34_INDEX),
DecimalSymbols);

        //Добавляємо в таблицю
        Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW35_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW35_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
        temp_calc_value);

        //Встановлюємо розмірність курсивом

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
FontStyle.Italic);

        //-----

        //Коефіцієнт корисної дії (ККД) котла брутто
        temp_calc_value = Math.Round(100 -
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW35_INDEX),
DecimalSymbols);

        //Добавляємо в таблицю
        Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW36_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW36_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
        temp_calc_value);

```

```

//Встановлюємо розмірність курсивом

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
FontStyle.Italic);

//-----

//Витрата вугілля по зворотньому балансу
temp_calc_value = Math.Round(100000 *
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW5_INDEX) /
GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW29_INDEX) /
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW36_INDEX),
DecimalSymbols);

//Добавляємо в таблицю
Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW37_INDEX].Split(PARAMETERS_ROW_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW37_INDEX].Split(PARAMETERS_ROW_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
temp_calc_value);

//Встановлюємо розмірність курсивом

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
FontStyle.Italic);

//-----

//Питома витрата вугілля на 1Гкал виробленого тепла
temp_calc_value = Math.Round(1000 *
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW37_INDEX) /
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW5_INDEX), DecimalSymbols);

//Добавляємо в таблицю
Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW38_INDEX].Split(PARAMETERS_ROW_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW38_INDEX].Split(PARAMETERS_ROW_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
temp_calc_value);

//Встановлюємо розмірність курсивом

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
FontStyle.Italic);

//-----

//Масова концентрація оксиду вуглецю за димососами
temp_calc_value =
Math.Round(GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW9_INDEX) * (21
- 6) / (21 - GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW45_INDEX)),
DecimalSymbols);

//Добавляємо в таблицю
Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

```

```

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW39_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW39_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
    temp_calc_value);

        //Встановлюємо розмірність курсивом

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
    FontStyle.Italic);

        //-----

        //Масова концентрація оксидів азоту за димососами
        temp_calc_value =
Math.Round(GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW11_INDEX) * (21
    - 6) / (21 - GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW45_INDEX)),
    DecimalSymbols);

        //Добавляємо в таблицю
        Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW40_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW40_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
    temp_calc_value);

        //Встановлюємо розмірність курсивом

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
    FontStyle.Italic);

        //-----
    }
    #endregion
    //-----

    #region Економічні та екологічні показники роботи котла (Метод
енергетичних матриць)

        //Задаємо зсув виводу значень текучого методу
        if (SetKatalozator_CheckBox.Checked)
            calc_row_shift = 0;
        else
            calc_row_shift = 13;

        //-----

        //Добавляємо назву групи

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_
    PARAMETERS_ROW41_INDEX], "", "");

        //Виділяємо ряд кольором

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].DefaultCellStyle.BackColor = Group_Color;

```

```

        //Ставимо вирівнювання по центру

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].DefaultCellStyle.Alignment = DataGridViewContentAlignment.MiddleCenter;

        //-----

        //Ексергетичний еквівалент нижчої теплоти згорання вугілля на
робочий стан палива
        temp_calc_value = Math.Round((1.009f + (0.131f *
GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW26_INDEX) + 0.116f *
GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW27_INDEX)) / (100 -
GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW28_INDEX) -
GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW27_INDEX))) *
GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW29_INDEX), DecimalSymbols);

        //Добавляємо в таблицю
        Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW42_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW42_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
        temp_calc_value);

        //Встановлюємо розмірність курсивом

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
FontStyle.Italic);

        //-----

        //Втрати тепла від механічної неповноти згорання
        temp_calc_value = Math.Round(0.85f *
GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW33_INDEX) *
GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW28_INDEX) * 7800 / (100 -
GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW33_INDEX)) /
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW42_INDEX -
calc_row_shift), DecimalSymbols);

        //Добавляємо в таблицю
        Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW43_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW43_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
        temp_calc_value);

        //Встановлюємо розмірність курсивом

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
FontStyle.Italic);

        //-----

        //Втрати тепла з відхідними газами
        temp_calc_value = Math.Round(((3.52f *
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW13_INDEX) + 0.36f) *
(GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW40_INDEX) -

```

```

GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW13_INDEX) *
GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW35_INDEX) /
(GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW13_INDEX) + 0.11f)) *
    (1 + 0.013f *
(GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW40_INDEX) - 150) / 100) *
    (1 -
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW43_INDEX - calc_row_shift)
/ 100)) / 100, DecimalSymbols);

        //Добавляємо в таблицю
        Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW44_INDEX].Split(PARAMETERS_ROW_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW44_INDEX].Split(PARAMETERS_ROW_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
        temp_calc_value);

        //Встановлюємо розмірність курсивом

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
FontStyle.Italic);

        //-----

        //Втрати тепла від хімічної неповноти згоряння
        temp_calc_value = Math.Round(3.32f *
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW10_INDEX) *
(GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW13_INDEX) - 0.02f) * (1 +
6 * GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW27_INDEX) /
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW42_INDEX -
calc_row_shift)) * (1 - 0.01f *
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW43_INDEX -
calc_row_shift)), DecimalSymbols);

        //Добавляємо в таблицю
        Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW45_INDEX].Split(PARAMETERS_ROW_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW45_INDEX].Split(PARAMETERS_ROW_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
        temp_calc_value);

        //Встановлюємо розмірність курсивом

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
FontStyle.Italic);

        //-----

        //Втрати тепла в навколишнє середовище
        temp_calc_value = Math.Round(0.5f * 210 /
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW4_INDEX), DecimalSymbols);

        //Добавляємо в таблицю
        Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW46_INDEX].Split(PARAMETERS_ROW_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

```



```

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW46_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
    temp_calc_value);

    //Встановлюємо розмірність курсивом

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
    FontStyle.Italic);

    //-----

    //Втрати тепла з фізичним теплом шлаку
    temp_calc_value = Math.Round(0.15f *
    GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW28_INDEX) * 339 /
    GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW42_INDEX -
    calc_row_shift), DecimalSymbols);

    //Добавляємо в таблицю
    Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

    OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW47_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

    OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW47_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
        temp_calc_value);

    //Встановлюємо розмірність курсивом

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
    FontStyle.Italic);

    //-----

    //Сума втрат тепла
    temp_calc_value =
    Math.Round(GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW43_INDEX -
    calc_row_shift) + GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW44_INDEX
    - calc_row_shift) +
    GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW45_INDEX - calc_row_shift)
    + GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW46_INDEX -
    calc_row_shift) + GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW47_INDEX
    - calc_row_shift), DecimalSymbols);

    //Добавляємо в таблицю
    Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

    OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW48_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

    OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW48_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
        temp_calc_value);

    //Встановлюємо розмірність курсивом

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
    FontStyle.Italic);

    //-----

```

```

        //Коефіцієнт корисної дії (ККД) котла брутто
        temp_calc_value = Math.Round(100 -
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW48_INDEX -
calc_row_shift), DecimalSymbols);

        //Добавляємо в таблицю
        Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW49_INDEX].Split(PARAMETERS_ROW
SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW49_INDEX].Split(PARAMETERS_ROW
SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
        temp_calc_value);

        //Встановлюємо розмірність курсивом

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Co
unt - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
FontStyle.Italic);

        //-----

        //Витрата вугілля по зворотньому балансу
        temp_calc_value = Math.Round(100000 *
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW5_INDEX) /
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW42_INDEX - calc_row_shift)
/ GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW49_INDEX -
calc_row_shift), DecimalSymbols);

        //Добавляємо в таблицю
        Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW50_INDEX].Split(PARAMETERS_ROW
SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW50_INDEX].Split(PARAMETERS_ROW
SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
        temp_calc_value);

        //Встановлюємо розмірність курсивом

Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Co
unt - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
FontStyle.Italic);

        //-----

        //Питома витрата вугілля на 1Гкал виробленого тепла
        temp_calc_value = Math.Round(1000 *
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW50_INDEX - calc_row_shift)
/ GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW5_INDEX),
DecimalSymbols);

        //Добавляємо в таблицю
        Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW51_INDEX].Split(PARAMETERS_ROW
SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW51_INDEX].Split(PARAMETERS_ROW
SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
        temp_calc_value);

```

```

        //Встановлюємо розмірність курсивом
Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
FontStyle.Italic);

        //-----

        //Масова концентрація оксиду вуглецю за димососами
        temp_calc_value =
Math.Round(GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW9_INDEX) * (21
- 6) / (21 - GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW45_INDEX)),
DecimalSymbols);

        //Добавляємо в таблицю
Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW52_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW52_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
        temp_calc_value);

        //Встановлюємо розмірність курсивом
Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
FontStyle.Italic);

        //-----

        //Масова концентрація оксидів азоту за димососами
        temp_calc_value =
Math.Round(GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_ROW11_INDEX) * (21
- 6) / (21 - GetInputParameterValue_Function(INPUT_PARAMETERS_ROW45_INDEX)),
DecimalSymbols);

        //Добавляємо в таблицю
Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Add(

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW53_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[NAME_PARAMETER_INDEX],

OUTPUT_PARAMETERS_TABLE_ARRAY[OUTPUT_PARAMETERS_ROW53_INDEX].Split(PARAMETERS_ROWS_SEPARATOR.ToCharArray()[0])[DIMENSION_PARAMETER_INDEX],
        temp_calc_value);

        //Встановлюємо розмірність курсивом
Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows[Form_Calc.OutputData_DataGridView.Rows.Count - 1].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Style.Font = new Font(this.Font,
FontStyle.Italic);

        //-----

        #endregion

        //-----

        Form_Calc.init_check_katalizator =
SetKatalozator_CheckBox.Checked;

```

```

        //Відобаражаємо діалог розрахунку
        Form_Calc.ShowDialog();
    }

    #endregion

    //-----
}

#endregion

/*****

#region SETUP FUNCTION

private void Setup_Function()
{
    //-----
    //Ініціалізація змінних
    //-----

    //Показуємо кількість знаків після коми
    Form_Set.DecimalPlases_NumericUpDown.Value = DecimalSymbols;

    //Тестовий режим
    Form_Set.SetTestRegime_CheckBox.Checked = TestRegime;

    //Задаємо роздільник
    if (String.Compare(dec_separator, ".") == 0)
        Form_Set.Point_RadioButton.Checked = true;
    else
        Form_Set.Coma_RadioButton.Checked = true;

    //Показуємо діалог налуштувань
    if (Form_Set.ShowDialog() == DialogResult.OK)
    {
        //Задаємо кількість знаків після коми
        DecimalSymbols =
Convert.ToInt32(Form_Set.DecimalPlases_NumericUpDown.Value);

        //Встановлюєм роздільник
        if (Form_Set.Point_RadioButton.Checked)
            dec_separator = ".";
        else
            dec_separator = ",";

        //Встановлюєм режим
        TestRegime = Form_Set.SetTestRegime_CheckBox.Checked;

        //Перезогружаємо таблицю
        LoadTable_Function();
    }
}

#endregion

/*****
    //Переривання контролів
/*****

#region MAIN FORM DESIGNER

public Form_Main()
{

```

```

        InitializeComponent();
    }

#endregion

//*****

#region MAIN FORM LOAD

private void Form_Main_Load(object sender, EventArgs e)
{
    //Добавляємо дані в вхідну таблицю
    LoadTable_Function();
}

#endregion

//*****

#region CLOSE BUTTON CLICK

private void Close_Button_Click(object sender, EventArgs e)
{
    Close();
}

#endregion

//*****

#region CALC BUTTON CLICK

private void Calc_Button_Click(object sender, EventArgs e)
{
    //Виконання функції розрахунку
    Calc_Function();
}

#endregion

//*****

#region SETUP BUTTON CLICK

private void Setup_Button_Click(object sender, EventArgs e)
{
    //Виконання функції розрахунку
    Setup_Function();
}

#endregion

//*****
    }
}

```

### Додаток А.3 – Програмний текстовий файл коду, що описує форму налаштувань

```

using System;
using System.Collections.Generic;
using System.ComponentModel;
using System.Data;
using System.Drawing;
using System.Linq;
using System.Text;
using System.Windows.Forms;

namespace AndriyKap_Program
{
    public partial class Form_Setup : Form
    {
        //*****

        public Form_Setup()
        {
            InitializeComponent();
        }

        //*****

        private void SetTestRegime_CheckBox_CheckedChanged(object sender,
EventArgs e)
        {
            if (SetTestRegime_CheckBox.Checked)
                Separator_GroupBox.Enabled = true;
            else
                Separator_GroupBox.Enabled = false;
        }

        //*****
    }
}

```

## Додаток А.4 – Програмний текстовий файл коду, що описує форму вихідних розрахунків

```

using System;
using System.Collections.Generic;
using System.ComponentModel;
using System.Data;
using System.Drawing;
using System.Linq;
using System.Text;
using System.Windows.Forms;
using System.IO;
using System.Drawing.Drawing2D;

namespace AndriyKap_Program
{
    public partial class Form_Calculation : Form
    {
        //---------------------

        Form_Diagrams Form_Diag = new Form_Diagrams();

        //---------------------

        private const int NAME_PARAMETER_INDEX = 0;
        private const int DIMENSION_PARAMETER_INDEX = 1;
        private const int SET_PARAMETER_INDEX = 2;

        public bool init_check_katalizator = false;

        //---------------------

        private const int HORIZONTAL_LINES_COUNT = 10;
        private const int DIAGRAM_COLLUNM_WIDTH = 80;
        private const int DIAGRAM_COLLUNM_GAP = 40;
        private const int DIAGRAM_MAX_HEIGHT = 450;

        //---------------------

        private const string COMPARE_PARAMETERS_1 = "Втрати тепла від механічної
неповноти згоряння, %";
        private const string COMPARE_PARAMETERS_2 = "Питома витрата вугілля на
1Гкал виробленого тепла, кг/Гкал";

        private const string COMPARE_PARAMETERS_LABEL_1 = "Без каталізатора";
        private const string COMPARE_PARAMETERS_LABEL_2 = "З каталізатором";
        private const string COMPARE_PARAMETERS_LABEL_3 = "Різниця";

        private const int OUTPUT_PARAMETERS_DIAGRAM1_INDEX1 = 16;
        private const int OUTPUT_PARAMETERS_DIAGRAM1_INDEX2 = 29;
        private const int OUTPUT_PARAMETERS_DIAGRAM2_INDEX1 = 24;
        private const int OUTPUT_PARAMETERS_DIAGRAM2_INDEX2 = 37;

        //*****

        #region GET OUTPUT PARAMETER VALUE FUNCTION

        private double GetOutputParameterValue_Function(int row_index)

```

```

{
    //-----
    //Ініціалізація змінних
    //-----

    //-----

    //Повертаємо значення знайденого параметру
    return
Double.Parse(OutputData_DataGridView.Rows[row_index].Cells[SET_PARAMETER_INDEX].
Value.ToString());
}

#endregion

//*****

#region FORM DESIGNER

public Form_Calculation()
{
    InitializeComponent();
}

#endregion

//*****

#region FORM LOAD

private void Form_Calculation_Load(object sender, EventArgs e)
{
    //Знімаємо всі виділення
    for (int n = 0; n < OutputData_DataGridView.Rows.Count; n++)
        OutputData_DataGridView.Rows[n].Selected = false;
}

#endregion

//*****

#region SAVE DATA BUTTON CLICK

private void SaveData_Button_Click(object sender, EventArgs e)
{
    //-----
    //Ініціалізація змінних
    //-----

    FileStream data_file;
    StreamWriter file_write;

    //-----

    //Задаємо розширення файлу
    SaveCalculations_SaveFileDialog.FileName = "";
    SaveCalculations_SaveFileDialog.Filter = "Text files (*.txt)|*.txt";
    SaveCalculations_SaveFileDialog.FilterIndex = 1;

    //Відображаємо діалог
    if (SaveCalculations_SaveFileDialog.ShowDialog() == DialogResult.OK)

```



```

        {
            //Створюємо новий файл
            data_file = new
FileStream(SaveCalculations_SaveFileDialog.FileName, FileMode.Create);
            file_write = new StreamWriter(data_file);

            try
            {
                for (int n = 0; n < OutputData_DataGridView.Rows.Count; n++)
                {
                    if
(String.IsNullOrEmpty(OutputData_DataGridView.Rows[n].Cells[DIMENSION_PARAMETER_
INDEX].Value.ToString()) &&
String.IsNullOrEmpty(OutputData_DataGridView.Rows[n].Cells[SET_PARAMETER_INDEX].
Value.ToString()))
                    {
                        //Пишемо назву групи
                        file_write.WriteLine("");

file_write.WriteLine("*****");
;

file_write.WriteLine(OutputData_DataGridView.Rows[n].Cells[NAME_PARAMETER_INDEX]
.Value.ToString());

file_write.WriteLine("*****");
;

                        file_write.WriteLine("");
                    }
                    else
                        //Пишемо дані

file_write.WriteLine(String.Concat(OutputData_DataGridView.Rows[n].Cells[NAME_PA
RAMETER_INDEX].Value.ToString(), ": ",

OutputData_DataGridView.Rows[n].Cells[SET_PARAMETER_INDEX].Value.ToString(), ",

",

OutputData_DataGridView.Rows[n].Cells[DIMENSION_PARAMETER_INDEX].Value.ToString(
)));
                }

                file_write.WriteLine("");

file_write.WriteLine("*****");
;

            }
            catch
            {
                MessageBox.Show("При збереженні файлу виникла помилка!",
"Error", MessageBoxButtons.OK, MessageBoxIcon.Error);
            }

            //Закриваємо файл
            file_write.Close();
            data_file.Close();
        }
    }

#endregion

//*****

```

```

#region SHOW DIAGRAM BUTTON CLICK

private void ShowDiagrams_Button_Click(object sender, EventArgs e)
{
    //-----
    //Ініціалізація змінних
    //-----

    Bitmap DiagramBitmap;
    Graphics DiagramGraph;
    Pen PenGraph;
    HatchBrush HatchBrushGraph_1;
    HatchBrush HatchBrushGraph_2;
    HatchBrush HatchBrushGraph_3;
    Brush BrushGraph;

    double CompareParameter_1 = 0;
    double CompareParameter_2 = 0;

    int DiagramHeight_1 = 0;
    int DiagramHeight_2 = 0;
    int DiagramHeight_3 = 0;

    int start_X_column = 0;

    //-----

    if (init_check_katalizator)
    {
        DiagramBitmap = new Bitmap(Form_Diag.Diagram_PictureBox.Width,
Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height);
        DiagramGraph = Graphics.FromImage(DiagramBitmap);

        BrushGraph = Brushes.White;

        //Заливаємо кольором фон
        DiagramGraph.FillRectangle(BrushGraph, 0, 0,
Form_Diag.Diagram_PictureBox.Width, Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height);

        PenGraph = new Pen(Brushes.Gray, 1);

        //Малюємо вертикальні лінії
        for (int i = 0; i < HORIZONTAL_LINES_COUNT; i++)
            DiagramGraph.DrawLine(PenGraph, new Point(0, i *
(Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height / HORIZONTAL_LINES_COUNT)), new
Point(Form_Diag.Diagram_PictureBox.Width, i *
(Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height / HORIZONTAL_LINES_COUNT)));

        //Малюємо вертикальний роздільник
        DiagramGraph.DrawLine(PenGraph, new
Point(Form_Diag.Diagram_PictureBox.Width / 2, 0), new
Point(Form_Diag.Diagram_PictureBox.Width / 2,
Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height));

        //-----

        //Отримуємо числа для порівняння першого параметру
        CompareParameter_1 =
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_DIAGRAM1_INDEX1);
        CompareParameter_2 =
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_DIAGRAM1_INDEX2);

        //Розраховуємо висоти діаграм першого параметру
    }
}

```

```

        if (CompareParameter_1 > CompareParameter_2)
        {
            DiagramHeight_1 = DIAGRAM_MAX_HEIGHT;
            DiagramHeight_2 = Convert.ToInt32(DIAGRAM_MAX_HEIGHT *
CompareParameter_2 / CompareParameter_1);
            DiagramHeight_3 = Convert.ToInt32(DIAGRAM_MAX_HEIGHT *
(CompareParameter_1 - CompareParameter_2) / CompareParameter_1);
        }
        else
        {
            DiagramHeight_2 = DIAGRAM_MAX_HEIGHT;
            DiagramHeight_1 = Convert.ToInt32(CompareParameter_1 * 100
/ CompareParameter_2);
            DiagramHeight_3 = Convert.ToInt32((DiagramHeight_2 -
CompareParameter_1) * 100 / CompareParameter_2);
        }
        //-----

        PenGraph = new Pen(Brushes.Black, 2);
        HatchBrushGraph_1 = new HatchBrush(HatchStyle.BackwardDiagonal,
Color.Black, Color.Green);
        HatchBrushGraph_2 = new HatchBrush(HatchStyle.ForwardDiagonal,
Color.Black, Color.Bisque);
        HatchBrushGraph_3 = new HatchBrush(HatchStyle.DiagonalCross,
Color.Black, Color.Teal);

        //Малюємо першу діаграму першого параметру
        start_X_column = DIAGRAM_COLLUNM_GAP;
        DiagramGraph.FillRectangle(HatchBrushGraph_1, start_X_column,
Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height - DiagramHeight_1, DIAGRAM_COLLUNM_WIDTH,
Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height);
        DiagramGraph.DrawRectangle(PenGraph, start_X_column,
Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height - DiagramHeight_1, DIAGRAM_COLLUNM_WIDTH,
Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height);

        //Виводимо значення параметру
        DiagramGraph.DrawString(CompareParameter_1.ToString(), new
Font("Arial", 16), Brushes.Black, new PointF(start_X_column,
Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height - DiagramHeight_1 - 22));

        //Малюємо другу діаграму першого параметру
        start_X_column = start_X_column + DIAGRAM_COLLUNM_GAP +
DIAGRAM_COLLUNM_WIDTH;
        DiagramGraph.FillRectangle(HatchBrushGraph_2, start_X_column,
Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height - DiagramHeight_2, DIAGRAM_COLLUNM_WIDTH,
Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height);
        DiagramGraph.DrawRectangle(PenGraph, start_X_column,
Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height - DiagramHeight_2, DIAGRAM_COLLUNM_WIDTH,
Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height);

        //Виводимо значення параметру
        DiagramGraph.DrawString(CompareParameter_2.ToString(), new
Font("Arial", 16), Brushes.Black, new PointF(start_X_column,
Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height - DiagramHeight_2 - 22));

        //Малюємо третю діаграму першого параметру
        start_X_column = start_X_column + DIAGRAM_COLLUNM_GAP +
DIAGRAM_COLLUNM_WIDTH;
        DiagramGraph.FillRectangle(HatchBrushGraph_3, start_X_column,
Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height - DiagramHeight_3, DIAGRAM_COLLUNM_WIDTH,
Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height);
        DiagramGraph.DrawRectangle(PenGraph, start_X_column,
Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height - DiagramHeight_3, DIAGRAM_COLLUNM_WIDTH,
Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height);

```

```

        //Виводимо значення параметру
        DiagramGraph.DrawString(((CompareParameter_1 >
CompareParameter_2) ? Math.Round(CompareParameter_1 - CompareParameter_2, 3) :
Math.Round(CompareParameter_2 - CompareParameter_1, 3)).ToString(), new
Font("Arial", 16), Brushes.Black, new PointF(start_X_column,
Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height - DiagramHeight_3 - 22));

        //-----

        //Отримуємо числа для порівняння другого параметру
        CompareParameter_1 =
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_DIAGRAM2_INDEX1);
        CompareParameter_2 =
GetOutputParameterValue_Function(OUTPUT_PARAMETERS_DIAGRAM2_INDEX2);

        //Розраховуємо висоти діаграм другого параметру
        if (CompareParameter_1 > CompareParameter_2)
        {
            DiagramHeight_1 = DIAGRAM_MAX_HEIGHT;
            DiagramHeight_2 = Convert.ToInt32(DIAGRAM_MAX_HEIGHT *
CompareParameter_2 / CompareParameter_1);
            DiagramHeight_3 = Convert.ToInt32(DIAGRAM_MAX_HEIGHT *
(CompareParameter_1 - CompareParameter_2) / CompareParameter_1);
        }
        else
        {
            DiagramHeight_2 = DIAGRAM_MAX_HEIGHT;
            DiagramHeight_1 = Convert.ToInt32(CompareParameter_1 * 100 /
CompareParameter_2);
            DiagramHeight_3 = Convert.ToInt32((DiagramHeight_2 -
CompareParameter_1) * 100 / CompareParameter_2);
        }
        //-----

        //Малюємо першу діаграму другого параметру
        start_X_column = Form_Diag.Diagram_PictureBox.Width -
(DIAGRAM_COLLUNM_GAP * 3 + DIAGRAM_COLLUNM_WIDTH * 3);
        DiagramGraph.FillRectangle(HatchBrushGraph_1, start_X_column,
Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height - DiagramHeight_1, DIAGRAM_COLLUNM_WIDTH,
Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height);
        DiagramGraph.DrawRectangle(PenGraph, start_X_column,
Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height - DiagramHeight_1, DIAGRAM_COLLUNM_WIDTH,
Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height);

        //Виводимо значення параметру
        DiagramGraph.DrawString(CompareParameter_1.ToString(), new
Font("Arial", 16), Brushes.Black, new PointF(start_X_column,
Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height - DiagramHeight_1 - 22));

        //Малюємо другу діаграму другого параметру
        start_X_column = start_X_column + DIAGRAM_COLLUNM_GAP +
DIAGRAM_COLLUNM_WIDTH;
        DiagramGraph.FillRectangle(HatchBrushGraph_2, start_X_column,
Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height - DiagramHeight_2, DIAGRAM_COLLUNM_WIDTH,
Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height);
        DiagramGraph.DrawRectangle(PenGraph, start_X_column,
Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height - DiagramHeight_2, DIAGRAM_COLLUNM_WIDTH,
Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height);

        //Виводимо значення параметру
        DiagramGraph.DrawString(CompareParameter_2.ToString(), new
Font("Arial", 16), Brushes.Black, new PointF(start_X_column,
Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height - DiagramHeight_2 - 22));

```

```

        //Малюємо третю діаграму другого параметру
        start_X_column = start_X_column + DIAGRAM_COLLUNM_GAP +
DIAGRAM_COLLUNM_WIDTH;
        DiagramGraph.FillRectangle(HatchBrushGraph_3, start_X_column,
Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height - DiagramHeight_3, DIAGRAM_COLLUNM_WIDTH,
Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height);
        DiagramGraph.DrawRectangle(PenGraph, start_X_column,
Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height - DiagramHeight_3, DIAGRAM_COLLUNM_WIDTH,
Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height);

        //Виводимо значення параметру
        DiagramGraph.DrawString(((CompareParameter_1 >
CompareParameter_2) ? Math.Round(CompareParameter_1 - CompareParameter_2, 3) :
Math.Round(CompareParameter_2 - CompareParameter_1, 3)).ToString(), new
Font("Arial", 16), Brushes.Black, new PointF(start_X_column,
Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height - DiagramHeight_3 - 22));

        //-----

        PenGraph = new Pen(Brushes.Black, 1);

        //Обводимо рамку
        DiagramGraph.DrawRectangle(PenGraph, 0, 0,
Form_Diag.Diagram_PictureBox.Width - 1, Form_Diag.Diagram_PictureBox.Height -
1);

        //Виводимо зображення
        Form_Diag.Diagram_PictureBox.Image = DiagramBitmap;
        Form_Diag.Diagram_PictureBox.Refresh();

        //-----

        //Заливаємо штриховкою позначення
        DiagramBitmap = new
Bitmap(Form_Diag.FirstParameter_PictureBox1.Width,
Form_Diag.FirstParameter_PictureBox1.Height);
        DiagramGraph = Graphics.FromImage(DiagramBitmap);
        DiagramGraph.FillRectangle(HatchBrushGraph_1, 0, 0,
Form_Diag.FirstParameter_PictureBox1.Width,
Form_Diag.FirstParameter_PictureBox1.Height);
        Form_Diag.FirstParameter_PictureBox1.Image = DiagramBitmap;

        DiagramBitmap = new
Bitmap(Form_Diag.FirstParameter_PictureBox2.Width,
Form_Diag.FirstParameter_PictureBox2.Height);
        DiagramGraph = Graphics.FromImage(DiagramBitmap);
        DiagramGraph.FillRectangle(HatchBrushGraph_2, 0, 0,
Form_Diag.FirstParameter_PictureBox2.Width,
Form_Diag.FirstParameter_PictureBox2.Height);
        Form_Diag.FirstParameter_PictureBox2.Image = DiagramBitmap;

        DiagramBitmap = new
Bitmap(Form_Diag.FirstParameter_PictureBox3.Width,
Form_Diag.FirstParameter_PictureBox3.Height);
        DiagramGraph = Graphics.FromImage(DiagramBitmap);
        DiagramGraph.FillRectangle(HatchBrushGraph_3, 0, 0,
Form_Diag.FirstParameter_PictureBox3.Width,
Form_Diag.FirstParameter_PictureBox3.Height);
        Form_Diag.FirstParameter_PictureBox3.Image = DiagramBitmap;

        DiagramBitmap = new
Bitmap(Form_Diag.SecondParameter_PictureBox1.Width,
Form_Diag.SecondParameter_PictureBox1.Height);

```

```

        DiagramGraph = Graphics.FromImage(DiagramBitmap);
        DiagramGraph.FillRectangle(HatchBrushGraph_1, 0, 0,
Form_Diag.SecondParameter_PictureBox1.Width,
Form_Diag.SecondParameter_PictureBox1.Height);
        Form_Diag.SecondParameter_PictureBox1.Image = DiagramBitmap;

        DiagramBitmap = new
Bitmap(Form_Diag.SecondParameter_PictureBox2.Width,
Form_Diag.SecondParameter_PictureBox2.Height);
        DiagramGraph = Graphics.FromImage(DiagramBitmap);
        DiagramGraph.FillRectangle(HatchBrushGraph_2, 0, 0,
Form_Diag.SecondParameter_PictureBox2.Width,
Form_Diag.SecondParameter_PictureBox2.Height);
        Form_Diag.SecondParameter_PictureBox2.Image = DiagramBitmap;

        DiagramBitmap = new
Bitmap(Form_Diag.SecondParameter_PictureBox3.Width,
Form_Diag.SecondParameter_PictureBox3.Height);
        DiagramGraph = Graphics.FromImage(DiagramBitmap);
        DiagramGraph.FillRectangle(HatchBrushGraph_3, 0, 0,
Form_Diag.SecondParameter_PictureBox3.Width,
Form_Diag.SecondParameter_PictureBox3.Height);
        Form_Diag.SecondParameter_PictureBox3.Image = DiagramBitmap;

//-----

//Описуємо легенду
Form_Diag.FirstParameter_GroupBox.Text = COMPARE_PARAMETERS_1;

        Form_Diag.FirstParameter_Label1.Text =
COMPARE_PARAMETERS_LABEL_1;
        Form_Diag.FirstParameter_Label2.Text =
COMPARE_PARAMETERS_LABEL_2;
        Form_Diag.FirstParameter_Label3.Text =
COMPARE_PARAMETERS_LABEL_3;

        Form_Diag.SecondParameter_GroupBox.Text = COMPARE_PARAMETERS_2;

        Form_Diag.SecondParameter_Label1.Text =
COMPARE_PARAMETERS_LABEL_1;
        Form_Diag.SecondParameter_Label2.Text =
COMPARE_PARAMETERS_LABEL_2;
        Form_Diag.SecondParameter_Label3.Text =
COMPARE_PARAMETERS_LABEL_3;

//-----

//Відображаємо діалог
Form_Diag.ShowDialog();
    }
    else
        MessageBox.Show("Для відображення порівняльних діаграм потрібно
ввести каталізатор!", "Warning", MessageBoxButtons.OK, MessageBoxIcon.Warning);
    }

#endregion

//*****
    }
}

```

## Додаток А.5 – Програмний текстовий файл коду, що описує форму порівняльних діаграм

```

using System;
using System.Collections.Generic;
using System.ComponentModel;
using System.Data;
using System.Drawing;
using System.Linq;
using System.Text;
using System.Windows.Forms;

namespace AndriyKap_Program
{
    public partial class Form_Diagrams : Form
    {

//*****

        public Form_Diagrams()
        {
            InitializeComponent();
        }

//*****

        private void SavePicture_Button_Click(object sender, EventArgs e)
        {
            //-----

            //Задаємо розширення файлу
            SavePicture_SaveFileDialog.FileName = "";
            SavePicture_SaveFileDialog.Filter = "Jpeg files (*.jpg)|*.jpg";
            SavePicture_SaveFileDialog.FilterIndex = 1;

            //Відображаємо діалог
            if (SavePicture_SaveFileDialog.ShowDialog() == DialogResult.OK)
                //Зберігаємо зображення
                (Diagram_PictureBox.Image as
                Bitmap).Save(SavePicture_SaveFileDialog.FileName,
                System.Drawing.Imaging.ImageFormat.Jpeg);
        }

//*****
    }
}

```

## **Додаток Б**

Впровадження результатів дисертаційної роботи



**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Головний інженер  
Чернігівської ТЕЦ  
ТОВ ФІРМИ «ТЕХНОВА»



Ю.Г. Алефіренко  
21 вересня 2016 р.

м. Чернігів

**АКТ****про впровадження матеріалів наукових досліджень**

Ми, що нижче підписалися, від Чернігівської ТЕЦ головний інженер Алефіренко Ю.Г. з однієї сторони та від Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут» доктор технічних наук, професор Варламов Г.Б., аспірант кафедри «Теоретичної і промислової теплотехніки» Капустянський А.О., склали цей акт про наступне:

Протягом 2014 р. аспірантом Капустянським А.О., що перебуває на посаді провідного інженера фірми ПрАТ «Техенерго» проводились випробування за договором № 14.03.148 від 29 серпня 2014 р. ТОВ фірми «ТехНова» та ПрАТ «ТЕХЕНЕРГО» за темою: «Розробка та впровадження організаційно-технічних заходів по переведенню котлоагрегатів БКЗ-210-140ПТ КЕП «Чернігівська ТЕЦ» фірми «ТехНова» на спалювання вугілля марки «П» (пісне) замість вугілля марки «АШ» (антрацитний штиб) та суміші вказаних марок вугілля».

В результаті проведених експериментальних робіт представлені результати балансових випробувань котлів марок БКЗ-210-140ПТ з дослідженням факельного спалювання різних комбінацій сумішей вугілля: російське вугілля марки П (пісне) Кузнецького басейну та вугілля сибірських родовищ марки АСШ. Обидва ці види палива відрізняються тугоплавкою золою. Вихід летких речовин вугілля АСШ – менший ніж 3%.

Розроблено ряд першочергових заходів, які дозволили перевести котли, розраховані на спалювання антрациту, на спалювання вищезазначених сумішей.

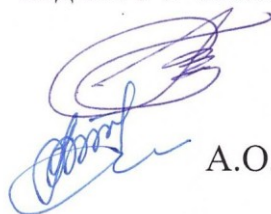
Виконано перевірочний тепловий розрахунок топки котла БКЗ-210-140ПТ з метою чисельного дослідження розподілу температур по зонах камери згоряння і визначення можливості і умов реалізації температурного режиму рідкого шлаковидалення.

Позитивного результату досягнуто при спалюванні російського вугілля марки П (пісне) Кузнецького басейну та вугілля сибірських родовищ марки АСШ у всьому діапазоні робочих навантажень досліджуваних котлів. Також успішно вдалося досягти нормалізації витікання рідкого шлаку. Отримані в ході проведення балансових дослідів результати дають можливість стверджувати, що характеристики горіння факела (температурний режим в топці, значення підсвічування, ступінь випалювання) бінарної суміші подібні характеристикам факела вугілля з більшою реакційною здатністю, підтверджуючи тим самим наявність синергетичного ефекту в процесах спалювання різних марок вугілля.


Результатом проведення даних експериментальних досліджень стало: визначення ККД бруutto та корисної теплоти котельних агрегатів, визначення додаткових параметрів, які необхідні для оцінки енерго-екологічної ефективності спалювання непроекtnих бінарних сумішей палива в парових котлах.

На основі експериментальних даних розроблено відповідні залежності характеристик роботи котла на непроекtnих сумішах палива, розраховано показники роботи котла з визначенням зміни горючих в золі виносу і, як наслідок, зміни втрат теплоти з механічним недопалом, розраховано зміну питомої витрати палива, визначено екологічні показники роботи котлів, наведено відповідні висновки та рекомендації. Результати роботи впроваджені на котлах БКЗ-210-140ПТ ст.№4 Чернігівської ТЕЦ.

Від НТУУ «КПІ»



Г.Б. Варламов



А.О. Капустянський

Від Чернігівської ТЕЦ  
Начальник ВТВ



О.М. Купрієнко

**ЗАТВЕРДЖУЮ**Заступник технічного директора  
по виробництву та експлуатації  
ТОВ «Краматорськтеплоенерго»

В.С. Потапенко

2016 р.



м. Краматорськ

**АКТ****про впровадження матеріалів наукових досліджень**

Ми, що нижче підписалися, від Краматорської ТЕЦ заступник технічного директора по виробництву та експлуатації Потапенко В.С. з однієї сторони та від Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут» доктор технічних наук, професор Варламов Г.Б., аспірант кафедри «Теоретичної і промислової теплотехніки» Капустянський А.О., склали цей акт про наступне:

Протягом 2009 р. аспірантом Капустянським А.О., що перебував на посаді інженера фірми ПрАТ «Техенерго» проводились випробування за договором № 09.03.76 від 4 жовтня 2009 р. між ТзОВ «Доміан Новації» та ПрАТ «Техенерго» за темою: «Визначення впливу на ефективність та надійність роботи котла БКЗ-160-100 ПТ (ст. № 7) ТОВ «Краматорськтеплоенерго» подачі в топку каталізатора» та за договором № 09.03.72 від 15 червня 2009 р. між ТОВ «Краматорськтеплоенерго» та ПрАТ «Техенерго» за темою: «Функціональні (теплові) випробування парового котла БКЗ-160-100 ПТ (ст. № 9) ТОВ «Краматорськтеплоенерго» при спалюванні твердого палива».

В результаті проведених експериментальних робіт розроблено методику визначення впливу додавання каталізатору горіння МНФ (REDUXCO) на ефективність роботи котлів типу БКЗ-160-100 ПТ при спалюванні АШ.

Результатом проведення даних експериментальних досліджень стало: визначення ККД брутто та корисної теплоти котельного агрегату, визначення додаткових параметрів, які необхідні для оцінки ефективності використання каталізатора горіння.

На основі експериментальних даних розроблено відповідні залежності характеристик роботи котла без подачі та з подачею каталізатора горіння, розраховано показники роботи котла з визначенням зміни горючих в золі виносу і, як наслідок, зміни втрат теплоти з механічним недопалом, розраховано зміну питомої витрати палива, наведено відповідні висновки та рекомендації. Результати роботи впроваджені на котлах БКЗ-160-100 ПТ ст. №7 та ст. №9 Краматорської ТЕЦ.

Від НТУУ «КПІ»

Г.Б. Варламов

А.О. Капустянський

Від Краматорської ТЕЦ

Начальник ВТВ

А.М. Гусев

**ЗАТВЕРДЖУЮ**Заступник технічного директора  
по виробництву та експлуатації  
ТОВ «Краматорськтеплоенерго»

В.С. Потапенко

2016 р.

м. Краматорськ

**АКТ****про впровадження матеріалів наукових досліджень**

Ми, що нижче підписалися, від Краматорської ТЕЦ заступник технічного директора по виробництву та експлуатації Потапенко В.С. з однієї сторони та від Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут» доктор технічних наук, професор Варламов Г.Б., аспірант кафедри «Теоретичної і промислової теплотехніки» Капустянський А.О., склали цей акт про наступне:

Протягом 2016 р. аспірантом Капустянським А.О., що перебував на посаді провідного інженера фірми ПрАТ «Техенерго» проводились випробування за договором № 16.03.181 від 1 вересня 2016 р. між ПрАТ «Техенерго» та ТОВ «Краматорськтеплоенерго» за темою: «Функціональні (теплові) і еколого-теплотехнічні випробування парових котлів БКЗ-160-100 ст. №6,8 ТОВ «Краматорськтеплоенерго» при спалюванні твердого палива».

В результаті проведених експериментальних робіт знайдено залежності впливу режимних факторів роботи та якісних характеристик палива на вміст горючих в золі виносу та енерго-екологічну ефективність роботи котлів типу БКЗ-160-100 ПТ при спалюванні вугілля.

Також результатом проведення даних експериментальних досліджень стало визначення: зміни горючих в золі виносу, втрат тепла з механічним недопалом, забруднення димових газів шкідливими компонентами, ККД брутто та корисної теплоти котельного агрегату та інших додаткових параметрів, які необхідні для оцінки енерго-екологічної ефективності спалювання непроектного твердого палива в парових котлах.

На основі експериментальних даних розроблено відповідні залежності характеристик роботи котла на непроектних видах твердого палива, розраховано показники роботи котла з визначенням зміни горючих в золі виносу і, як наслідок, зміни втрат теплоти з механічним недопалом, розраховано зміну питомої витрати палива, визначено енерго-екологічні показники роботи котлів, наведено відповідні висновки та рекомендації. Результати роботи впроваджені на котлах БКЗ-160-100 ПТ ст. №6 та ст. №8 Краматорської ТЕЦ.

Від НТУУ «КПІ»



Г.Б. Варламов

А.О. Капустянський

Від Краматорської ТЕЦ

Начальник ВТВ

А.М. Гусєв





ЗАТВЕРДЖУЮ

Головний інженер

ТОВ «Євро-Реконструкція»

Дарницька ТЕЦ



В.С. Ключенко

2018 р.

м. Київ

**АКТ****про впровадження матеріалів наукових досліджень**

Ми, що нижче підписалися, від Дарницької ТЕЦ головний інженер Ключенко В.С. з однієї сторони та від Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» доктор технічних наук, професор Варламов Г.Б., аспірант кафедри «Теоретичної і промислової теплотехніки» Капустянський А.О., склали цей акт про наступне:

Протягом 2015-2016 рр. аспірантом Капустянським А.О., що перебуває на посаді провідного інженера фірми ПрАТ «Техенерго» проводились випробування за договором № 14.03.149 від 29 серпня 2014 р. між ТОВ «Євро-Реконструкція» та ПрАТ «ТЕХЕНЕРГО» за темою: « Організаційно-технічні заходи з переведення котлоагрегатів ТП-15 ТОВ «Євро-Реконструкція» на спалювання вугілля марки «П» (пісне) замість вугілля марки «АШ» (антрацитовий штиб)» та договором № 15.03.158 від 08 квітня 2015 р. між ТОВ «Євро-Реконструкція» та ПрАТ «ТЕХЕНЕРГО» за темою: «Розробка заходів та проведення режимно-налагоджувальних випробувань на котлоагрегатах ТП-15 ст.№6,8, ТП-47 ст.№7 та ТП-13 ст.№9 ТОВ «Євро-Реконструкція» при спалюванні вугілля марки «П» з вугіллям марки «АШ» з розробленням режимних карт та їх узгодженням в установленому порядку згідно діючих норм та правил, та надання рекомендацій щодо безпечної та надійної експлуатації обладнання».

В результаті проведених експериментальних робіт представлені результати балансових випробувань котлів марок ТП-15 ст.№6,8, ТП-47 ст.№7 та ТП-13 ст.№9 з дослідженням факельного спалювання різних комбінацій сумішей антрациту та пісного вугілля в умовах наявності в паливі підвищеного виходу летких речовин і підвищеної температури плавкості золи.

Розроблено ряд першочергових заходів, які дозволили перевести котли, розраховані на спалювання антрациту, на спалювання вищезазначених сумішей.

Виконано перевірочний тепловий розрахунок топки котла ТП-15 з метою чисельного дослідження розподілу температур по зонах камери згоряння і визначення можливості і умов реалізації температурного режиму рідкого шлаковидалення.

Позитивного результату досягнуто при спалюванні антрацитового штибу та його суміші з пісним вугіллям у всьому діапазоні робочих навантажень досліджуваних котлів. Також успішно вдалося досягти нормалізації витікання рідкого шлаку. Отримані в ході проведення балансових дослідів результати дають можливість стверджувати, що характеристики горіння факела (температурний режим в топці, значення підсвічування, ступінь випалювання) бінарної суміші подібні характеристикам факела вугілля з більшою реакційною здатністю, підтверджуючи тим самим наявність синергетичного ефекту в процесах спалювання різних марок вугілля.


Результатом проведення даних експериментальних досліджень стало: визначення ККД брутто та корисної теплоти котельних агрегатів, визначення додаткових параметрів, які необхідні для оцінки енерго-екологічної ефективності спалювання непроекtnих бінарних сумішей палива в парових котлах.

На основі експериментальних даних розроблено відповідні залежності характеристик роботи котла на непроекtnих сумішах палива, розраховано показники роботи котла з визначенням зміни горючих в золі виносу і, як наслідок, зміни втрат теплоти з механічним недопалом, розраховано зміну питомої витрати палива, визначено екологічні показники роботи котлів, наведено відповідні висновки та рекомендації. Результати роботи впроваджені на котлах ТП-15 ст.№6,8, ТП-47 ст.№7 та ТП-13 ст.№9 ТОВ «Євро-Реконструкція» Дарницька ТЕЦ.

Від НТУУ «КПІ»



Г.Б. Варламов



А.О. Капустянський

Від Дарницької ТЕЦ  
Начальник ВТВ



П.І. Берещук

## **Додаток В**

Список публікацій здобувача за темою дисертації

*Статті у наукових фахових виданнях України та за кордоном:*

1. Капустянський А.О., Побігушка В.І. Шляхи підвищення надійності та економічності спалювання непроектного твердого палива // Науковий вісник НЛТУ України – 2013 – №23.1 – С. 172–176. (фахове видання, включено до *Index Copernicus, Crossref, WorldCat*).

*Здобувач навів результати дослідження впливу теплотехнічних характеристик непроектного твердого палива (НТП) на ефективність роботи енергетичних котлів.*

2. Капустянський А.О. Результати експертних випробувань котла БКЗ-210-140ПТ Чернігівської ТЕЦ при спалюванні твердого палива з додаванням каталізатора горіння // Вісник Національного університету «Львівська політехніка». Серія «Теплоенергетика. Інженерія довкілля. Автоматизація» – 2013 – № 758. – С. 50-61. (фахове видання).

3. Капустянский А. А. Метод аналитического определения перерасхода топлива на пылеугольных котлах // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. - 2013. - № 6. - С. 8- 14. (фахове видання, включено до *РИНЦ, Index Copernicus*).

4. Капустянский А.А. Влияние катализатора горения на эффективность работы паровых котлов // Теплоэнергетика – 2014 – № 9. – С. 50-56 . - ISSN 0040-3636. (іноземне видання, включено до *SCOPUS Database (США), РИНЦ, elibrary.ru*)

5. Капустянський А.О. Дослідження факельного спалювання суміші пісного вугілля і золи // Науковий вісник НЛТУ України – 2016 – №26.5 – С. 250–255. (фахове видання, включено до *Index Copernicus, Crossref, WorldCat*).

6. Капустянський А.О., Варламов Г.Б. Аналіз діяльності паливно-енергетичного комплексу України // Науковий журнал «Вісник Тернопільського національного технічного університету» – 2016 – № 3(83) – С. 144–153. (фахове видання).

*Здобувач дослідив зміни в структурі паливоспоживання тепловими електростанціями внаслідок тимчасової втрати контролю над частиною*



*території України та визначено основні завдання для збереження функціональності вугільної галузі.*

7. Капустянский А.А. Исследование факельного сжигания непроектных бинарных угольных смесей в паровых котлах // Теплоэнергетика – 2017 – № 7. – С. 1-8 . - ISSN 0040-3636. (іноземне видання, включено до SCOPUS Database (США), РИНЦ, elibrary.ru).

8. Варламов Г.Б., Капустянський А.О. Вплив характеристик непроектного твердого палива на показники надійності та економічності роботи котельного устаткування // Енергетика: економіка, технології, екологія – № 1 – 2018 – С. 90–98. (фахове видання, включено до РИНЦ, Index Copernicus).

*Здобувач дослідив проблеми спалювання непроектного вугільного палива, запропонував шляхи підвищення рівня енерго-екологічної ефективності роботи котлів та розробив методику розрахунків для визначення ефективності спалювання вугілля.*

*Патент України на корисну модель:*

9. Патент України №122658, МПК (2017.01) F23K 1/00 Спосіб спалювання вугілля марки Г / Варламов Г.Б., Капустянський А.О. // Опубл.25.01.2018. Бюл. № 2.

*Здобувач розробив схему, подачі присадок холодного повітря і відпрацьованого сушильного агенту в пилосистему.*

*Тези доповідей на наукових конференціях:*

10. Капустянський А.О. Вплив характеристик палива та режимних факторів на роботу котлів // Науково-практична конференція «Наукові підсумки 2012 р.», Харків, грудень 2012 р. – С. 25–26.

11. Капустянський А.О. Покращення ефективності роботи парових котлів при додаванні каталізатору горіння // Міжнародна науково-технічна конференція «Актуальні задачі сучасних технологій», Тернопіль, грудень 2012 р. – С. 253–254.

12. Капустянський А.О. Динаміка зміни якості твердого палива, що надходить на ТЕС // Міжнародна науково-технічна конференція «Проблеми енергозбереження та шляхи їх вирішення», Харків, квітень 2013 р. – С. 131–135.

13. Варламов Г.Б., Капустянский А.А. Оптимизация работы энергетических котлов Украины в современных условиях сжигания непроектных углей // V Міжнародна науково-практична конференція «Актуальные проблемы транспорта и энергетики: пути их инновационного решения», Астана, 17 березня 2017 р.

*Здобувач дослідив проблеми спалювання непроектного вугільного палива, запропонував шляхи підвищення рівня енерго-екологічної ефективності роботи шляхом додавання каталізатору горіння та навів відповідні розрахунки.*

14. Капустянський А.О. Сучасні виклики паливно-енергетичного комплексу та задачі щодо їх подолання // XVI -й міжнародній науково-практичній конференції «Сучасні проблеми наукового забезпечення енергетики», Київ, 24 - 27 квітня 2018 р. – С. 182.

*Інші видання:*

15. Капустянський А.О., Мисак Й.С. Результати експертних випробувань котла ТПП-210А Трипільської ТЕС при спалюванні твердого палива з додаванням каталізатора горіння // Енергетика та електрифікація – 2012 – № 12 – С. 3-8.

*Здобувач навів результати проведених ним експериментальних досліджень спалювання вугільного палива з додаванням рідкого каталізатору горіння у тракт первинного повітря котла ТПП-210А Трипільської ТЕС.*

16. Капустянский А.А. Влияние добавления катализатора горения на эффективность и экономичность работы котлов при сжигании угля // Энергия и менеджмент – 2013 – № 1(70) – С. 20-21.